



Joana Burding Barruncho

Licenciada em Ciências da Engenharia Eletrotécnica
e de Computadores

Modelização e Análise da Rede Elétrica da Ilha de Santiago em Cabo Verde

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis,

Co-Orientador: Professor Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves

Júri:

Presidente: Doutor João Carlos da Palma Goes

Vogais: Doutor João Francisco Alves Martins

Doutor Francisco Alexandre Ganho da
Silva Reis

Setembro, 2016



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Modelização e Análise da Rede Elétrica da Ilha de Santiago em Cabo Verde

Copyright © Joana Burding Barruncho, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Dedicado a todos os que contribuíram para a minha educação e crescimento.

Agradecimentos

Numa tese de fim de curso, estamos perante a oportunidade ideal para agradecer à organização que nos acolheu. Por este motivo deixo primeiramente o meu profundo agradecimento à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, em especial ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica, que me providenciou o ensino necessário que me permitiu chegar a esta fase dos meus estudos.

De seguida quero agradecer ao Professor Doutor Francisco Reis pela sua disponibilidade, boa disposição, orientação e conselhos ao longo de toda a dissertação. Gostaria, também, de lhe agradecer pela troca de ideias nas reuniões, e pelas sugestões dadas relativamente ao assunto em estudo e às ferramentas que me permitiram realizar todo este trabalho.

Quero ainda agradecer ao Professor Doutor Mário Ventim Neves, que contribuiu com uma coorientação para este projeto, com os seus conselhos e recomendações úteis no começo do trabalho.

Gostaria de deixar, também, um grande agradecimento aos engenheiros Nelson Barreto (Diretor de Distribuição e Energia na Electra) e Emerson Fonseca (Responsável de Manutenção e Automação da Rede de Distribuição na Electra Sul) que forneceram os dados e informações essenciais para o desenvolvimento deste trabalho, assim como se mostraram disponíveis para reuniões de esclarecimento de dúvidas e partilha de conhecimento em conjunto com o engenheiro

Edson Nascimento (Responsável pela Rede de Santiago na Electra). Sem esta parceria não seria possível desenvolver este tema, por isso deixo o meu sincero obrigado.

Também quero agradecer à minha família por me incentivar sempre, e me motivar quando mais preciso, por me apoiarem durante estes anos de estudo, e me acompanharem e ajudarem ainda mais nesta fase final de curso.

Por fim, queria agradecer aos meus colegas e amigos, de curso e fora deste, por me terem sempre ouvido e ajudado e por terem estado comigo nestes cinco anos de faculdade. Para todos nós desejo o maior sucesso.

Resumo

Nesta dissertação, pretende-se proceder à modelização e análise da rede elétrica da Ilha de Santiago em Cabo Verde, no horizonte de curto prazo.

Para o efeito será necessário proceder à simulação do modelo da rede em causa e proceder a um diagnóstico da mesma, suportados em ferramentas usadas para o efeito (PSS/E).

Foram desenvolvidos vários cenários operacionais tendo em consideração fatores como diagramas e natureza da carga, perfis de produção e topologia em regime normal de exploração.

A análise, tendo por base critérios de planeamento em vigor, permitiu um diagnóstico conclusivo sobre os diversos cenários de operação estudados para este modelo de rede em regime permanente e de contingência.

Os resultados obtidos apontam para um desempenho, em regime permanente, adequado da rede nos cenários desenvolvidos.

Palavras-chave: Planeamento de Redes de Energia Elétrica; Ilha de Santiago; Cabo Verde; Sistema de Energia Elétrica; Rede de Transporte; Energias Renováveis.

Abstract

With this dissertation, it is intended to proceed to the modelling and analysis of the electrical network of Santiago in Cape Verde, on a near future horizon.

To this end, it will be required to proceed to the simulation of the network model at study and to conduct its diagnosis, using tools created to that effect (PSS / E).

For this purpose, operational scenarios were developed having in consideration factors such as load diagrams and nature, production profiles and topology in normal exploitation regime.

The analysis being complete, having the current planning criteria as basis, allowed a thorough diagnosis to be carried out about the possible operating scenarios studied for this planned grid model, considering the steady-state and contingency regimes.

The results obtained point to an adequate performance, for a steady-state regime, of the grid on the established scenarios.

Keywords: Planning of Power Systems; Island of Santiago; Cape Verde; Electrical Power System; Transmission Network; Renewable Energies.

Índice

AGRADECIMENTOS	III
RESUMO.....	V
ABSTRACT	VII
ÍNDICE.....	9
LISTA DE FIGURAS.....	XIII
LISTA DE TABELAS.....	XV
ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	XVII
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÃO	2
1.2 ÂMBITO E OBJETIVOS	3
1.3 ESTRUTURA	4
2 CARATERIZAÇÃO DE CABO VERDE, SETOR ELÉTRICO, E ILHA DE SANTIAGO..	5
2.1 O ARQUIPÉLAGO DE CABO VERDE	6
2.1.1 Descrição Socioeconómica de Cabo Verde	6
2.1.2 Economia.....	8
2.1.3 Setor Elétrico.....	10
2.2 ILHA DE SANTIAGO	12
2.2.1 Economia.....	13
2.2.2 Consumo Energético	14
2.2.3 Diagramas de Carga.....	15

2.2.4	Geração de Energia	19
2.3	ELECTRA	23
2.3.1	História e Evolução	24
2.3.2	Perdas.....	26
3	MODELIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA.....	29
3.1	CARATERIZAÇÃO E MODELIZAÇÃO DAS CARGAS	30
3.1.1	Localização.....	30
3.1.2	Cenários.....	30
3.1.3	Modelização.....	31
3.1.4	Caraterísticas da Rede	32
3.2	TOPOLOGIA DA REDE.....	34
3.2.1	Linhas.....	34
3.2.1.1	Caraterísticas das Linhas.....	35
3.2.2	Transformadores	37
3.2.2.1	Localização.....	37
3.2.2.2	Caraterísticas dos Transformadores.....	37
3.3	CARATERIZAÇÃO E MODELIZAÇÃO DOS CENTROS PRODUTORES	40
3.3.1	Localização.....	40
3.3.2	Caraterísticas dos Centros Produtores.....	42
4	SIMULAÇÃO DA REDE ELÉTRICA	45
4.1	TRÂNSITO DE POTÊNCIA E PSS/E.....	46
4.2	DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS OPERACIONAIS TÍPICOS	51
4.2.1	C1: Cenário Base.....	51
4.2.2	C2: Minimização do Uso de Energia Renovável	52
4.2.3	C3: Maximização do Uso de Energia Eólica.....	53
4.2.4	C4: Maximização do Uso de Energia Solar Fotovoltaica.....	55
4.2.5	C5: Maximização do Uso de Energia Renovável.....	55
4.3	CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO.....	57
4.3.1	Regime Normal (N)	58
4.3.2	Regime de Contingência (N-1).....	58
5	DIAGNÓSTICO DA REDE.....	61

5.1	REGIME NORMAL (N)	62
5.1.1	C1: Cenário Base	62
5.1.2	C2: Minimização do Uso de Energia Renovável.....	62
5.1.3	C3: Maximização do Uso de Energia Eólica	63
5.1.4	C4: Maximização do Uso de Energia Solar Fotovoltaica	63
5.1.5	C5: Maximização do Uso de Energia Renovável	63
5.2	REGIME DE CONTINGÊNCIA (N-1)	64
5.2.1	C1: Cenário Base	65
5.2.2	C2: Minimização do Uso de Energia Renovável.....	65
5.2.3	C3: Maximização do Uso de Energia Eólica	68
5.2.4	C4: Maximização do Uso de Energia Solar Fotovoltaica	69
5.2.5	C5: Maximização do Uso de Energia Renovável	72
5.3	CÁLCULO DE CURTO-CIUITOS	74
5.3.1	Critérios, Tipo e Cálculo	74
5.3.2	Dados e Simulação.....	75
5.3.3	Resultados e Conclusão	76
6	CONCLUSÕES E DISCUSSÕES	79
6.1	CONCLUSÃO	80
6.2	TRABALHO FUTURO	82
	REFERÊNCIAS	85
	ANEXO	87
A1	DIAGRAMAS DE CARGA	88
	Santa Catarina.....	91
	Tarrafal.....	95
	Santa Cruz.....	97
	São Domingos.....	99
	Ribeira Grande.....	100
	Praia.....	101
A2	ÁREAS E ZONAS GEOGRÁFICAS	104
A3	CARACTERÍSTICAS DOS GRUPOS GERADORES	105
A4	ESQUEMA UNIFILAR DA REDE DA ILHA DE SANTIAGO	106

Lista de Figuras

FIGURA 1 - LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DE CABO VERDE E ILHA DE SANTIAGO - A) CABO VERDE NO MAPA-MUNDO; B) COMPOSIÇÃO DO ARQUIPÉLAGO DE CABO VERDE; C) MAPA DA ILHA DE SANTIAGO.....	6
FIGURA 2 - EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO, AGREGADOS FAMILIARES, E DIMENSÃO DOS AGREGADOS [3] ..	7
FIGURA 3 - IMPORTAÇÃO, EM MILHÕES DE US\$, E PRODUTOS IMPORTADOS, ATÉ AO ANO 2014/2015 [4]	8
FIGURA 4 - CRESCIMENTO DO PIB REAL EM CABO VERDE, EM PERCENTAGEM [4]	9
FIGURA 5 – BALANÇO ENERGÉTICO, EM 2008, ADAPTADO DE [2]	11
FIGURA 6 - DIVISÃO ADMINISTRATIVA DA ILHA DE SANTIAGO	12
FIGURA 7 - PROJEÇÃO DA POPULAÇÃO NA ILHA DE SANTIAGO, (PARA O PERÍODO 2011-2029 COM DESTAQUE NO ANO 2016 COM REGISTO DE 298 MIL HABITANTES) [3].....	13
FIGURA 8 - MAPA ILUSTRATIVO DA CARGA REAL REGISTRADA.....	15
FIGURA 9 - DIAGRAMA DE CARGA DO RESULTADO DE TODAS AS ZONAS REGISTRADAS E FACULTADAS PELA ELECTRA	16
FIGURA 10 - DIAGRAMA DE CARGA COM POTÊNCIA ATIVA DOS CONCELHOS REGISTRADOS	17
FIGURA 11 - DIAGRAMA DE CARGA COM POTÊNCIA REATIVA DOS CONCELHOS REGISTRADOS	17
FIGURA 12 - DIAGRAMA DO FATOR TAN Φ PARA CADA HORA DO DIA, RELATIVO AO CONJUNTO DAS ZONAS COM REGISTO	18
FIGURA 13 - MAPA ILUSTRATIVO DOS ELEMENTOS PRINCIPAIS DA REDE ELÉTRICA DE SANTIAGO	21
FIGURA 14 - LOGOTIPO DA ELECTRA, S.A.R.L., EMPRESA DE ELETRICIDADE E ÁGUA.....	23
FIGURA 15 - CAUSAS DE PERDAS COMERCIAIS E TÉCNICAS (IMAGEM ADAPTADA DE [13])	26
FIGURA 16 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO (TOPOLOGIA), COM IDENTIFICAÇÃO DAS CENTRAIS E PRINCIPAIS SUBESTAÇÕES	35
FIGURA 17 - LINHAS DE ALTA TENSÃO E SUBESTAÇÕES EXTRAÍDAS DO ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO.....	36
FIGURA 18 - PLACA INFORMATIVA AFIXADA NA CENTRAL ELÉTRICA DE PALMAREJO, [20]	36
FIGURA 19 - REGULAÇÃO DAS TOMADAS, RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO (M).....	38

FIGURA 20 - CENTRAL ELÉTRICA DE PALMAREJO, IMAGEM DE GOOGLE EARTH	40
FIGURA 21 - PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DA ILHA DE SANTIAGO, IMAGEM DE GOOGLE EARTH	40
FIGURA 22 - PARQUE EÓLICO DA ILHA DE SANTIAGO, IMAGEM DE GOOGLE EARTH	41
FIGURA 23 - DESSALINIZADORA DA ILHA DE SANTIAGO, INSTALADA A SUL E MUITO PRÓXIMO DA CENTRAL ELÉTRICA DE PALMAREJO, IMAGEM DE GOOGLE EARTH.....	41
FIGURA 24 – DIAGRAMA P-Q DE GERADORES, EM [21]	44
FIGURA 25 - JANELA DO PROGRAMA PSS/E COM DADOS INTRODUZIDOS SOBRE A REDE E SOLUÇÃO EM PROGRESSO	49
FIGURA 26 - JANELA DO PROGRAMA PSS/E COM DIAGRAMA DA REDE ELÉTRICA E SOLUÇÃO EM PROGRESSO	50
FIGURA 27 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO (TOPOLOGIA), COM IDENTIFICAÇÃO DA GERAÇÃO EM USO PARA O CENÁRIO C1	52
FIGURA 28 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO (TOPOLOGIA), COM IDENTIFICAÇÃO DA GERAÇÃO EM USO PARA O CENÁRIO C2 DE PONTA	52
FIGURA 29 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO (TOPOLOGIA), COM IDENTIFICAÇÃO DA GERAÇÃO EM USO PARA O CENÁRIO C2 DE VAZIO.....	53
FIGURA 30 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO (TOPOLOGIA), COM IDENTIFICAÇÃO DA GERAÇÃO EM USO PARA O CENÁRIO C3 DE PONTA	54
FIGURA 31 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO (TOPOLOGIA), COM IDENTIFICAÇÃO DA GERAÇÃO EM USO PARA O CENÁRIO C3 DE VAZIO.....	54
FIGURA 32 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO (TOPOLOGIA), COM IDENTIFICAÇÃO DA GERAÇÃO EM USO PARA O CENÁRIO C4	55
FIGURA 33 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO (TOPOLOGIA), COM IDENTIFICAÇÃO DA GERAÇÃO EM USO PARA O CENÁRIO C5	56
FIGURA 34 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE PARA CENÁRIO C2 EM PONTA, E RESPETIVAS CONTINGÊNCIAS	67
FIGURA 35 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE PARA O CENÁRIO C3 EM PONTA, E RESPETIVAS CONTINGÊNCIAS.....	69
FIGURA 36 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE PARA O CENÁRIO C4, E RESPETIVAS CONTINGÊNCIAS.....	71
FIGURA 37 - ESQUEMA UNIFILAR DA REDE PARA O CENÁRIO C5, E RESPETIVAS CONTINGÊNCIAS.....	72

Lista de Tabelas

TABELA 1 - EVOLUÇÃO DA PROCURA (2012, 2015, 2020), PONTA E VAZIO, NA ILHA DE SANTIAGO	15
TABELA 2 - INFORMAÇÃO DA CARGA EM CADA LOCAL REGISTRADO	19
TABELA 3 – DADOS DE POTÊNCIA INSTALADA NOS PARQUES PRODUTORES EM SANTIAGO NO ANO 2015	20
TABELA 4 - VALORES REAIS E DOCUMENTADOS DE PONTA E VAZIO, PARA O PERÍODO DE 2014-2016 ...	31
TABELA 5 - CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES PRESENTES NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO.....	39
TABELA 6 - DADOS DE POTÊNCIA DOS GERADORES PRESENTES NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DE SANTIAGO	43
TABELA 7 - LIMITES DE ACEITABILIDADE DE CARGA PARA ‘N’, EM % DOS VALORES NOMINAIS	58
TABELA 8 - LIMITES DE ACEITABILIDADE DE CARGA PARA ‘N-1’, EM % DOS VALORES NOMINAIS	59
TABELA 9 - LISTA DE CONTINGÊNCIAS ESTUDADAS	64
TABELA 10 - SAÍDAS DO CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITOS, APLICADO AOS BARRAMENTOS DAS LINHAS DE ALTA TENSÃO PARA CADA CENÁRIO	76
TABELA 11 - VALORES DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO, EM AMPÉRE, PARA OS BARRAMENTOS DAS LINHAS DE ALTA TENSÃO DE CADA CENÁRIO	77

Abreviaturas e Símbolos

ε	Elasticidade da potência ativa em relação ao módulo de tensão
φ	Diferença de Fase entre Tensão e Corrente
$\cos \varphi$	Fator Potência
ARE	Agência de Regulação Económica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CC	Curto Circuito/s
CEP	Central Elétrica da Praia
DGE	Direção Geral da Energia
EAM	Eletricidade e Água do Mindelo
EAS	Eletricidade e Água do Sal
EDP	Eletricidade de Portugal S.A.
EMAP	Empresa Municipal de Águas da Praia
EP	Empresa Pública
f_o	Fator de Vazio
IPE-AdP	Investimentos e Participações Empresariais – Águas de Portugal
MT	Média Tensão

MTIE	Ministério do Turismo, Investimentos e Desenvolvimento Empresarial
N	Regime Normal de Operação
N-1	Regime de Contingência
NO	<i>Normally Open</i>
P	Potência Ativa
PIB	Produto Interno Bruto
P_{load}	Potência Ativa da Carga
P_{max}	Potência Ativa Máxima
P_{min}	Potência Ativa Mínima
PS	Posto Seccionamento
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
PT	Posto Transformação
PTS	Posto Transformação e Seccionamento
Q	Potência Reativa
Q_{load}	Potência Reativa da Carga
Q_{max}	Potência Reativa Máxima
Q_{min}	Potência Reativa Mínima
REN	Rede Elétrica Nacional S.A.
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
S_n	Potência Nominal Aparente
SS	Subestação
SARL	Sociedade Anónima de Responsabilidade Limitada
U_n	Tensão Nominal

Introdução

Este capítulo pretende fazer uma abordagem inicial ao tema deste trabalho. São apresentados o enquadramento e a motivação, assim como o âmbito e objetivos. Será também feita uma breve descrição da estrutura usada neste documento, para apresentação sucinta do trabalho.

1.1 Enquadramento e Motivação

Este trabalho de dissertação foca-se no estudo da rede elétrica da Ilha de Santiago em Cabo Verde, o qual envolve, entre outros, a sua modelização e construção de cenários que correspondam a um mapeamento de perfis operacionais realistas. É um estudo baseado num caso real (Rede Atual da Ilha de Santiago em Cabo Verde) e num plano de rede para o período de 2014-2016, implicando a análise e simulação para cenários determinantes, e respetivo diagnóstico, verificando assim se será possível executar o que foi planeado pela empresa para o futuro.

Tratando-se de um país tranquilo, apresentando uma democracia estável, Cabo Verde tornou-se num dos principais destinos para férias nos últimos anos. O setor do turismo tem vindo a crescer, sendo que em 1991 o país recebeu cerca de 19.000 visitantes e desde então conta com mais de 350.000 pessoas por ano em visita às suas ilhas.[1]

A ilha de Santiago e a cidade de Praia tiveram extraordinário desenvolvimento desde a independência em 1975. Santiago é a maior ilha do arquipélago de Cabo Verde, e a cidade de Praia é ao mesmo tempo a capital do país e a sua cidade mais populosa. Foi lá que começou o povoamento e é, ainda hoje, a ilha mais povoada onde vive cerca de metade da população do arquipélago. (adaptado de [1])

Devido a este corrente desenvolvimento, existe a necessidade de adaptação da ilha, que passa também pelo desenvolvimento do SEE de modo a garantir a qualidade do serviço prestada, em especial nas zonas turísticas, fonte principal de rendimento. No setor elétrico, tem vindo a existir um aumento do consumo energético, contudo nos tempos que correm já não se trata apenas de fazer chegar energia a todos os pontos da ilha, mas sim garantir serviços e a sua qualidade, assim como garantir um planeamento sustentável para existir margem para inovação (mudança do *mix* energético, novas práticas operacionais, entre outros) e aumento dos 2% existentes (valor retirado de [2]) de energia renovável produzida no arquipélago.

1.2 Âmbito e Objetivos

Os principais objetivos são os de elaborar um estudo sobre o setor elétrico em Cabo Verde, e proceder à modelização e análise da rede elétrica de Santiago existente (2014) tendo por base os reforços planeados para um horizonte de curto prazo (2014-2016).

A ferramenta utilizada para análise do comportamento da rede, é a ferramenta de simulação PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*). Este é um *software* de planeamento de sistemas de redes de transporte (*Power Transmission Systems*), que inclui modelos dos constituintes essenciais de uma rede elétrica, desde geradores e transformadores, a linhas. Permite observar fatores como o trânsito de energia (*power flow*), e permite fazer a avaliação de cenários determinísticos, assim como fazer diagnósticos da rede em estudo.

As três fases a ter em conta no desenvolvimento desta dissertação são, o estudo do modelo de rede existente e planeado; a elaboração de uma simulação do modelo de rede planeado; e o diagnóstico da rede.

Primeiro, para a elaboração de uma boa simulação, é necessário analisar a rede que foi fornecida, identificando todos os seus elementos e respetivas características. Em segundo lugar, o modelo considerado para estudo deverá ser simulado, usando o *software* referido em cima, para se poder prosseguir aos diagnósticos e tirar conclusões sobre a rede estudada.

Os diagnósticos à rede para os possíveis cenários de operação da rede, deverão ter em consideração padrões de segurança correntemente utilizados pelos operadores de rede, assim como não deverão esquecer projetos existentes para a ilha. Deste modo, pode ter-se uma melhor perceção do modelo da rede, percebendo quais os objetivos que as devidas entidades têm em mente para o desenvolvimento da rede e setor elétrico na ilha.

O objetivo final é desenvolver um modelo de rede em regime permanente, bem como identificar, caso existam, problemas de rede que podem vir a afetar, a rede de Santiago. Deste modo estarão criadas as bases para elaborar planos a curto prazo, e proceder a estudos para integração de novos centros produtores, entre outros.

1.3 Estrutura

A presente dissertação encontra-se organizada em seis capítulos, estando cada um deles dividido em subtemas para além da sua breve introdução.

- Capítulo 1 – Neste capítulo será apresentada a motivação e enquadramento do trabalho, bem como os seus objetivos, e a estruturação do mesmo.

- Capítulo 2 – É caracterizado o arquipélago de Cabo Verde, com especial enfoque na Ilha de Santiago, e a empresa de eletricidade e água de Cabo Verde, a Electra. São apresentados alguns dados gerais sobre a rede da ilha, sendo que a informação desde capítulo servirá de base para o desenvolvimento dos cenários característicos de funcionamento da rede.

- Capítulo 3 – apresenta todos os aspetos importantes a ter em conta para a modelização da rede estudada (sendo o esquema unifilar e dados referentes ao horizonte 2014/2015), tais como as cargas, linhas, geração e transformadores.

- Capítulo 4 – consiste em apresentar a ferramenta de trabalho usada, bem como a discriminação dos cenários operacionais desenvolvidos, e apresentação dos critérios utilizados.

- Capítulo 5 – faz uma descrição dos diagnósticos obtidos para cada cenário estudado e simulado, tendo por base critérios de planeamento em vigor. Para além disso, este capítulo inclui também os resultados de um breve estudo relativo ao cálculo de curto-circuitos elaborado na rede.

- Capítulo 6 - pretende apresentar as conclusões gerais do trabalho, e propor trabalhos futuros que possam vir a ser desenvolvidos.

Para concluir, a dissertação apresenta um anexo final onde se podem encontrar dados mais concretos utilizados no estudo, úteis para leitura deste documento e para a melhor compreensão do trabalho efetuado.

Caraterização de Cabo Verde, Setor Elétrico, e Ilha de Santiago

Na realização de um trabalho que analisa consumos de uma população, é necessário conseguir perceber o estilo de vida da mesma, entre outros fatores, assim como a localização do consumo. De seguida é efetuada uma descrição breve da sociedade em Cabo Verde e das condições económicas no arquipélago e na Ilha de Santiago em particular, assim como se analisa os diagramas de carga conseguidos para diversos locais da ilha de Santiago.

Uma rede de distribuição tem vários fatores que interferem com o seu modelo e com o seu funcionamento, entre os quais a geração. Este é possivelmente o fator mais importante pois representa a sustentação da rede elétrica. Neste capítulo, é feito um reconhecimento das zonas onde se encontra a geração, e como geralmente se caracteriza.

Igualmente será apresentada a estrutura do setor elétrico de Cabo Verde com especial enfoque no operador de rede elétrica, ELECTRA S.A.R.L.

No que concerne em particular a rede de distribuição da ilha de Santiago, é efetuado um levantamento dos centros produtores, nomeadamente a sua localização, natureza, tipo do combustível, produção, entre outras caraterísticas.

2.1 O Arquipélago de Cabo Verde

2.1.1 Descrição Socioeconómica de Cabo Verde

Na região central do Oceano Atlântico (ver Figura 1a), a cerca de 570km da costa da África Ocidental, situa-se Cabo Verde, designado oficialmente por República de Cabo Verde. É um país independente, pertencente à Macaronésia, e cujo território é composto por um arquipélago constituído por 10 ilhas, das quais 9 habitadas, que, como se observa na Figura 1b, se encontram tradicionalmente divididas em duas regiões geográficas, sendo as ilhas mais a Norte as de Barlavento e as ilhas mais a Sul as de Sotavento.

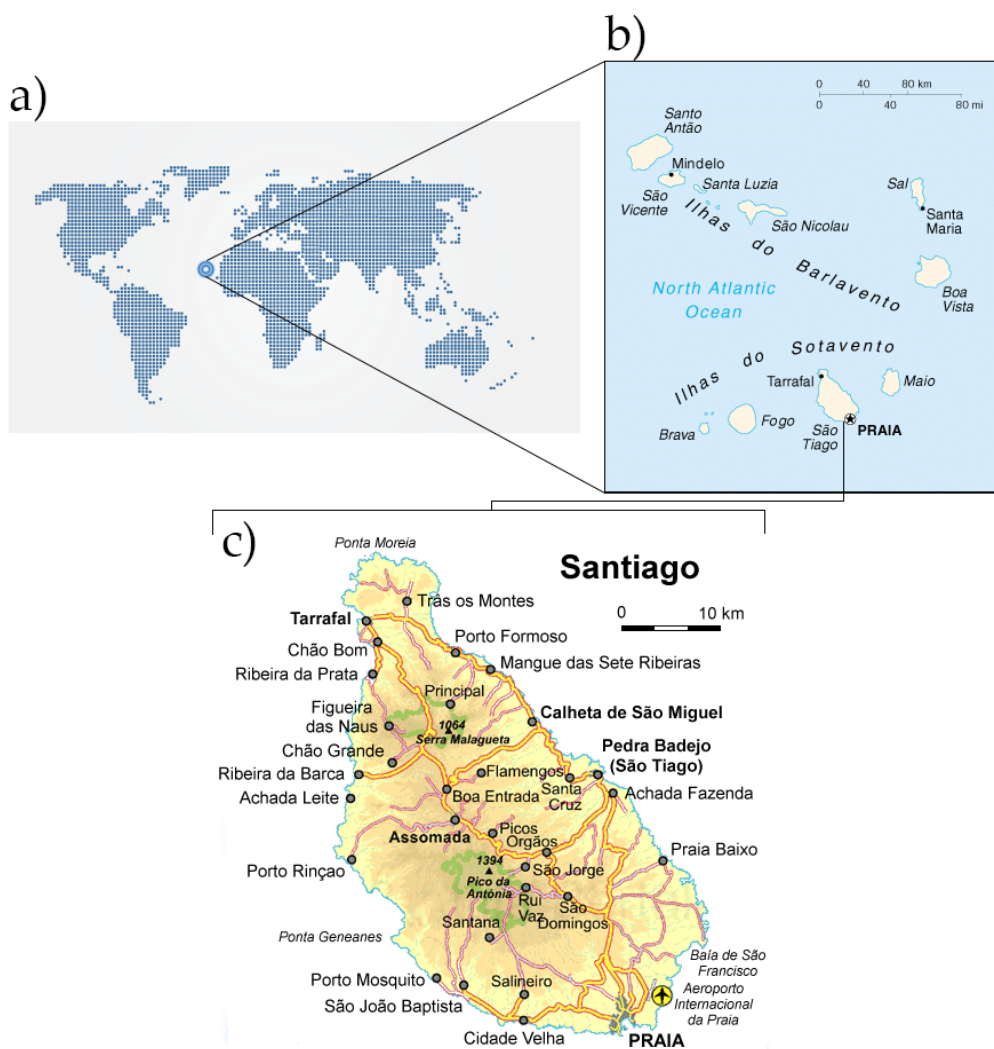


Figura 1 - Localização Geográfica de Cabo Verde e Ilha de Santiago - a) Cabo Verde no mapa-mundo; b) composição do arquipélago de Cabo Verde; c) mapa da ilha de Santiago

Da região de Barlavento fazem parte as ilhas de Santo Antão, São Vicente, Santa Luzia (presentemente desabitada), São Nicolau, Sal e Boavista, e da região de Sotavento fazem parte as ilhas de Maio, Santiago, Fogo e Brava. No total, a área ocupada pelas dez ilhas vulcânicas é cerca de 4033km², sendo as maiores ilhas a de Santiago, onde se situa a capital do país, Praia, e a de Santo Antão.

Em termos de clima, Cabo Verde encontra-se numa zona árida ou semiárida, ou seja, de clima seco, mas onde correntes marítimas como a Corrente das Canárias moderam a sua temperatura que, anualmente, se encontra entre os 19 e os 30°C por norma. A pluviosidade é pouca no arquipélago, sendo a época chuvosa entre os meses de Agosto e Outubro, sendo a precipitação total anual cerca de 260mm na ilha de Santiago, umas das ilhas com maior pluviosidade. A época seca é muito regular, ocorrendo grande parte do ano (de Dezembro a Julho), mas caracterizada por ventos constantes por vezes arenosos devido à sua passagem pelo deserto do Saara.

Relativamente à sua demografia e de acordo com o Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde [3], a população cabo-verdiana tem vindo a crescer a ritmos diferentes nos últimos 30 anos, tendo aumentado na década de 90 a um ritmo de 2,4%, e decrescido até 2010, ano do censo, onde se manteve com um nível de crescimento de 1.2%. Nessa altura a população na totalidade do território nacional era de 491.683 pessoas residentes como indicado pela Figura 2 (491.875 incluindo pessoas sem-abrigo, também de acordo com o Instituto Nacional de Estatística).

O último estudo feito revela que, em 2013, contavam-se cerca de 531 046 habitantes, vivendo a grande maioria da população na ilha de Santiago.

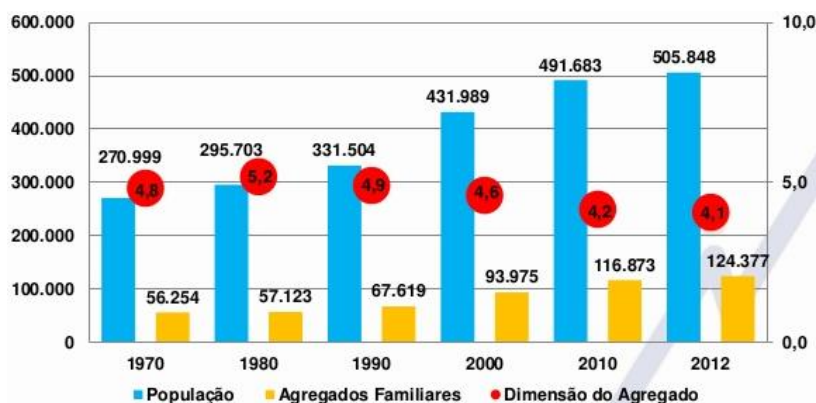


Figura 2 - Evolução da população, agregados familiares, e dimensão dos agregados [3]

2.1.2 Economia

Cabo Verde é umas das economias mais pequenas do mundo, detendo um PIB de cerca de 1,9bilhões US\$ (valor de 2013 adaptado de [4]).

A economia de Cabo Verde sofre de escassez de recursos minerais devido ao seu clima e território áridos apenas permitirem que exista cerca de 10% [5] de solo cultivável. Existe carência de água potável e torna-se difícil o desenvolvimento de agricultura e pecuária devido ao solo pobre.

Há assim grande necessidade de importação (ver Figura 3) de bens alimentares assim como algumas matérias-primas, para garantir o sustento e serviços do país, pois a economia de Cabo Verde é dependente de serviços como comércio, transporte, turismo e serviços públicos.

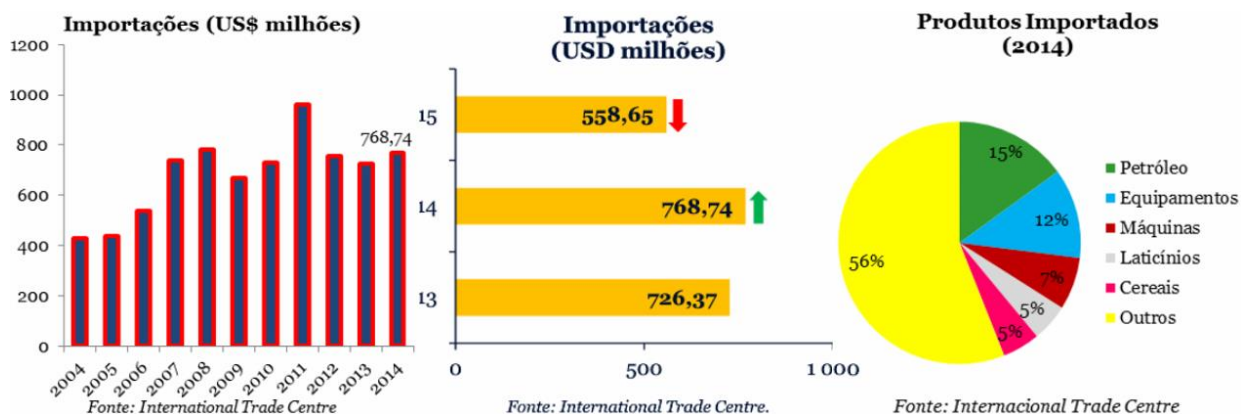


Figura 3 - Importação, em milhões de US\$, e Produtos Importados, até ao ano 2014/2015 [4]

Apesar da escassez de recursos, o país tem vindo a conseguir desenvolver-se de forma rápida, maioritariamente devido à forte aposta no setor do turismo assim como na estimulação do setor privado, tendo como objetivo atrair investimento estrangeiro para diversificação na economia. Contudo, apresentaram-se contratempos no período pós-crise (2015 em diante) devido a uma diminuição na procura turística, o que levou à desaceleração no crescimento económico, e provocou uma queda nos investimentos e atividade económica. (valor adaptado de [5]).

No entanto, para 2016, foram desenvolvidos planos de investimento na área turística com vista a trazer mais diversificação à área, assim como se mantiveram os preços mais baixos no produto interno, devido a uma boa gestão no

desenvolvimento de negócios. Existe, assim, uma previsão de crescimento do PIB entre 2016 e 2018, para mais de 3,46%, como se pode verificar pela Figura 4.

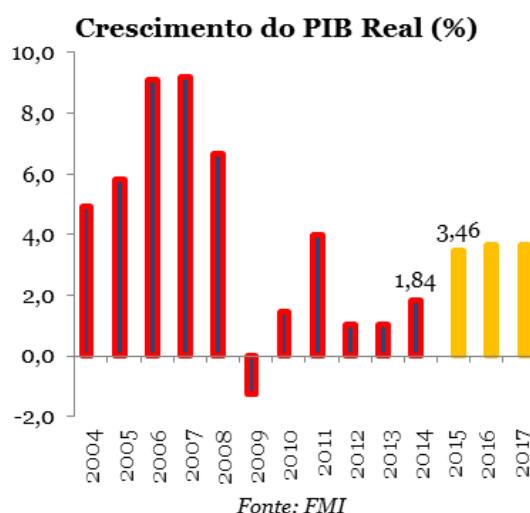


Figura 4 - Crescimento do PIB Real em Cabo Verde, em percentagem [4]

Cabo Verde tem anualmente um grande défice comercial financiado por ajuda externa que contribui para o PIB em cerca de 20%, assim como o turismo contribui com aproximadamente 20% [6].

Outro setor principal no país, que é o setor influente nesta dissertação, trata-se do setor elétrico, um dos principais setores no país, sendo responsável por exercer grande pressão na estabilidade económica e recursos de Cabo Verde, em grande parte devido à importação de combustíveis e distribuição destes entre as ilhas.

Contudo, a evolução deste setor revela ser produtiva para o país e para a redução de pobreza, pois permite a criação de postos de trabalho, melhorias no funcionamento de estruturas como hospitais e escolas, assim como garante que os processos de dessalinização de água, de que todas as ilhas do arquipélago tanto dependem, se mantenham.

Num país onde a energia custa 3 vezes mais do que na União Europeia, sendo assim uma das mais caras do mundo, os programas de promoção às práticas utilizando energia renovável criam um incentivo e um suporte para a expansão destas fontes em Cabo Verde, resultando num melhor balanço energético [7], o que justifica o investimento feito no setor elétrico por parte do estado e empresas de serviços públicos.

2.1.3 Setor Elétrico

Como já foi referido em 2.1.2, o setor energético compõe um dos principais setores estratégicos em qualquer plano de desenvolvimento sustentado de um país, e Cabo Verde não é exceção.

Relativamente ao Sistema Elétrico Nacional, SEN, este é dividido em sistemas de produção e distribuição, e é controlado pela companhia distribuidora e produtora de energia em Cabo Verde, a Electra S.A.R.L., sendo as atividades operacionais das ilhas da região Sul (Sotavento) da responsabilidade da divisão Electra Sul.

As principais entidades ativas do SEN em Cabo Verde, são o MTIE (DGE), a ARE, e a Electra (empresa prestadora de serviços referida em cima).

A Direção Geral da Energia (DGE), parte do Ministério do Turismo, Investimentos, e Desenvolvimento Empresarial (MTIE), é o serviço responsável pela definição, conceção, execução e avaliação da política energética e de dessalinização, assim como se ocupa da apresentação de propostas com vista ao crescimento, melhoria e aumento da produtividade e competitividade do setor elétrico.

A Agência de Regulação Económica (ARE) é a entidade reguladora em Cabo Verde, que assegura a prestação de serviços aos consumidores, e verifica que os operadores nos setores de Energia, Água, Transportes Coletivos Urbanos e Marítimos de Passageiros desempenham as suas operações de forma sustentável.

No que diz respeito à produção de energia elétrica em Cabo Verde, o setor energético é caracterizado pelo consumo de combustível fóssil, (maioritariamente diesel, mas também fuel *oil* 180 e 380), biomassa (lenha, utilizada em zonas rurais e periferias das cidades, para a preparação de alimentos), e utilização de energias renováveis solar fotovoltaica e eólica, sendo a solar fotovoltaica usada em minoria e apenas para manter os processos de bombagem de água. (adaptado de [8]).

De acordo com o gráfico na Figura 5, pode verificar-se as áreas industriais a que se destina a energia produzida. Apesar dos dados se referirem a 2008, as áreas de destino mantêm-se as mesmas, sendo atualmente 37% o valor das perdas, como se poderá verificar no ponto 2.3.2 desta dissertação.

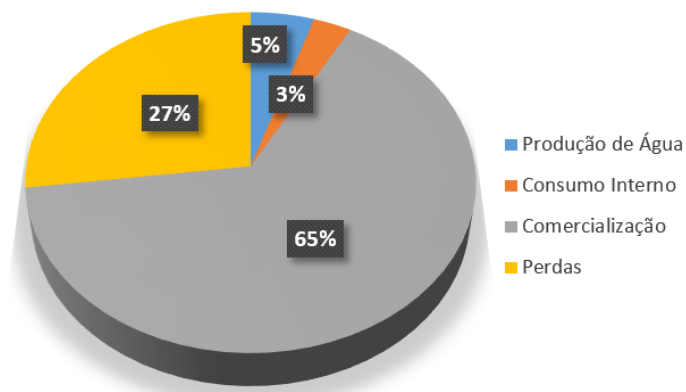


Figura 5 – Balanço Energético, em 2008, adaptado de [2]

Sendo a importação de combustíveis fósseis uma das maiores despesas do país, e tendo Cabo Verde a vantagem de dispor de recursos eólicos bastante favoráveis, existe uma grande aposta em fontes renováveis de energia, como se pode verificar pelo desenvolvimento do setor elétrico e pelos planeamentos efetuados para atualização e melhoria do modelo de rede, influentes para esta dissertação. Assim poderão obter-se poupanças significativas na importação de combustíveis de origem petrolífera, assim como se poderá direcionar o financiamento para outros setores.

No ano 2012, a entidade responsável pelo setor elétrico, Electra, na componente de produção era constituída por um conjunto de 15 centrais *diesel* de várias dimensões, 1 parque eólico, e 2 centrais solares fotovoltaicas em todo o território nacional. O plano previsto para os anos de 2015/2016, já em desenvolvimento, era o de obter um total de 8 parques eólicos instalados pelas várias ilhas do arquipélago, mantendo as 2 centrais solares fotovoltaicas, sendo 1 das centrais eólicas e 1 das centrais solares fotovoltaicas na Ilha de Santiago. (valores extraídos de [9])

De um ponto de vista exterior, o próximo desafio deverá passar pela sensibilização e educação da população para a eficiência energética, assim como colocar em prática medidas que promovam as boas práticas na utilização da energia de modo a aumentar a sua eficiência e redução de consumos.

2.2 Ilha de Santiago

A Ilha de Santiago, pode ser considerada como a principal do arquipélago de Cabo Verde, pois não só é onde se localiza a capital do país, Praia, como também é a maior, ocupando 991km², e mais populosa detendo 57% da população cabo-verdiana, cerca de 300.000 habitantes atualmente segundo o Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde[3] principalmente devido à população na capital. Mindelo na ilha de São Vicente, e Santo Antão apresentam-se como a segunda e terceira cidades mais populosas.

É uma ilha da região Sul, Sotavento, e situa-se entre as ilhas de Maio e Fogo como se pode observar pela Figura 1, e está dividida em 9 concelhos como mostra a Figura 6.



Figura 6 - Divisão Administrativa da Ilha de Santiago

Santiago, em especial a cidade de Praia, demonstraram uma grande evolução desde a independência no ano de 1975, o que levou a um crescimento da população na cidade desde então, sendo ainda prevista uma continuação nesse

crescimento segundo o Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde, como se pode verificar pelo gráfico na Figura 7.

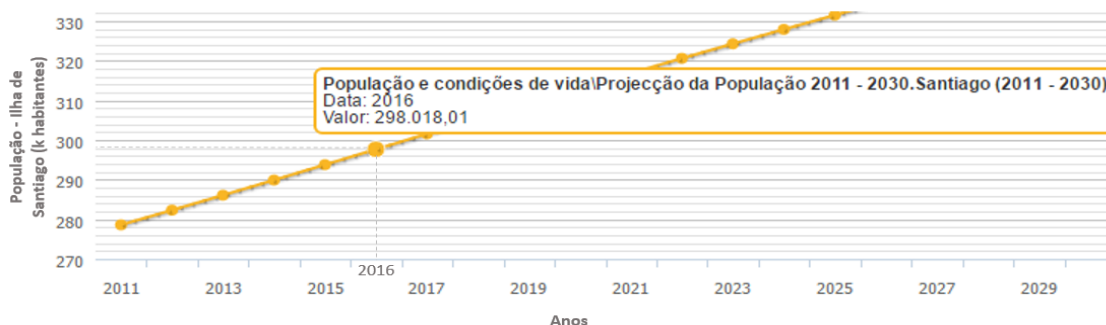


Figura 7 - Projeção da População na Ilha de Santiago, (para o período 2011-2029 com destaque no ano 2016 com registo de 298 mil habitantes) [3]

Uma das suas cidades mais antigas é São Domingos, e no concelho da Ribeira Grande situava-se a primeira capital de Cabo Verde, Cidade Velha. A cidade da Praia, atual capital do país, foi para tal escolhida devido às boas condições que apresentava para navios de comércio desempenharem as suas funções, levando a que a povoação da zona sucedesse mais rapidamente, e levando também à deslocação de muita população da então capital Ribeira Grande, para Praia.

Hoje em dia a cidade de Praia destaca-se do resto da ilha por ser o centro das atividades públicas, económicas e turísticas, detendo uma população maior e mais diversificada, trazendo assim características já bastante cosmopolitas em relação ao resto da ilha.

2.2.1 Economia

Relativamente à economia na ilha de Santiago, tal como em todo o Cabo Verde, mas sobretudo na cidade de Praia, para além de existirem negócios no que diz respeito à alimentação e indústrias de aproveitamento de matérias-primas, existe uma grande dependência económica das atividades de comércio de bens e prestação de serviços, na qual se integra a comercialização de energia.

Como referido em 2.1.2, a energia em Cabo Verde é das mais caras do mundo, sendo Santiago das ilhas que mais contribui para tal. Devido à capital do

país se situar nesta ilha, esta detém o maior consumo energético e, consequentemente maior necessidade de importação de combustíveis para produção de energia, contribuindo assim para grandes custos financeiros.

Desde 2012, com o suporte de uma linha de crédito de Portugal detendo 100 milhões de euros, assim como com apoios de outros parceiros internacionais, iniciaram-se então obras para reforço e remodelação na rede¹, e construção de centrais únicas de produção, substituindo as micro centrais em Cabo Verde. A central em Santiago situada em Palmarejo já se encontra pronta desde 2012, ficando as de São Vicente, Fogo, Sal, Boavista e São Nicolau em processos de construção com data final prevista para 2015.[7]

2.2.2 Consumo Energético

Uma conclusão que se pode tirar sobre o sistema elétrico em Cabo Verde, é que este tem vindo a ter a necessidade de crescer ao longo dos anos devido ao crescimento no consumo, o que consequentemente causa uma evolução da produção de energia elétrica.

A ilha de Santiago, considerada a mais desenvolvida das 10 ilhas de Cabo Verde por razões já referidas nos tópicos anteriores, apresenta um crescimento anual de consumo de energia elétrica razoável. A taxa de crescimento anual da procura era, em 2009, 15% na capital do país, Praia, e aproximadamente 7% no interior da ilha. (adaptado de [10])

Segundo os relatórios de contas da Electra S.A.R.L. para 2012, conseguem observar-se valores para a energia consumida e produzida nesse ano, bem como, analisando outros documentos, se conclui novamente que o consumo na ilha aumenta a cada ano. Em 2012 registavam-se 330.196.955 kWh de energia produzida, tendo sido distribuída para a rede pública 300.283.631 kWh (90,9%). Desse valor, 18.833.329 kWh foi energia consumida para dessalinização e bombagem de água, o que mostra um aumento de 0,2% de 2011 para 2012.[9]

Observando a Tabela 1, podemos verificar um consumo de 208 MWh para o ano 2012, comparativamente aos 300 MWh mencionados anteriormente. Isto

¹ Algumas destas obras ainda continuam em desenvolvimento no presente ano de 2016.

deve-se ao fato de existirem cerca de 37% de perdas técnicas e comerciais da energia produzida, mencionadas no tópico 2.3.2 desta dissertação.

Tabela 1 - Evolução da Procura (2012, 2015, 2020), Ponta e Vazio, na ilha de Santiago

Iha	2012			2015			2020		
	Consumo (MWh)	Ponta (kW)	Vazio (kW)	Consumo (MWh)	Ponta (kW)	Vazio (kW)	Consumo (MWh)	Ponta (kW)	Vazio (kW)
Santiago	208.708	37.697	17.100	247.222	44.901	20.268	313.310	56.948	25.687

Pela Tabela 1, constata-se também que com o passar dos anos a exigência na continuação de serviço no setor elétrico aumenta, devido ao consumo no seu geral não deixar de crescer.

2.2.3 Diagramas de Carga

Na caracterização dos consumos foi efetuado um levantamento dos diagramas de carga reais utilizados para o estudo nesta dissertação, os quais foram facultados pela empresa de eletricidade e água em Cabo Verde, Electra S.A.R.L. com dados referentes a 2015.



Figura 8 - Mapa Ilustrativo da Carga Real Registrada

Estes diagramas obtidos apresentam dados, em períodos de uma hora, de apenas algumas localidades da ilha situadas a grande maioria em seis concelhos principais: Sta. Catarina, Sta. Cruz, Praia, Tarrafal, São Domingos e Ribeira Grande, como se pode observar pela Figura 8. A informação recebida sobre a carga representa cerca de 30% da carga da ilha de Santiago.

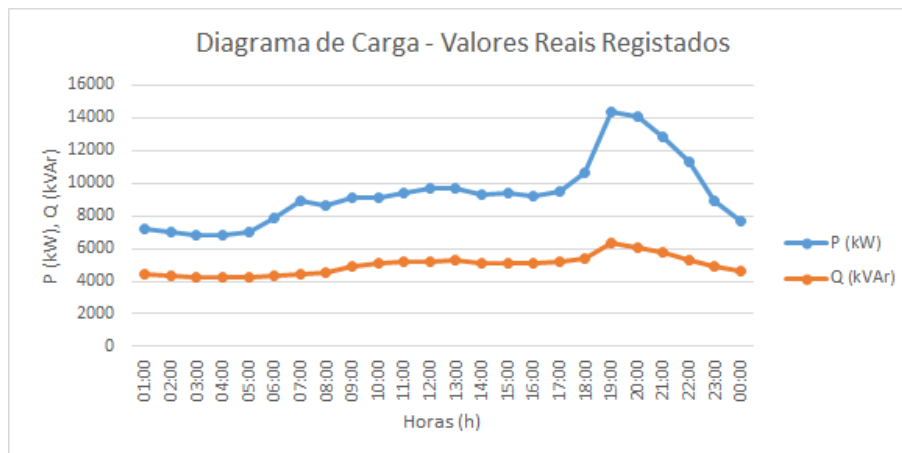


Figura 9 - Diagrama de Carga do resultado de todas as zonas registadas e facultadas pela Electra

Pode verificar-se pelos dados que resultam na Figura 9, assim como gráficos da Figura 10 e Figura 11, que a ocorrência das pontas máximas diariamente acontece entre as 18h e as 22h, atingindo um valor máximo de 14,402MW e mínimo de 6.809MW no total de todas as zonas registadas (informação adicional no anexo A1 e Tabela 2).

Pode comprovar-se, em conjunto com Tabela 1 do ponto 2.2.2, o que foi referido nos tópicos anteriores no que diz respeito aos consumos na ilha de Santiago, isto é, confirma-se que os níveis de consumo são superiores no concelho onde se situa a capital de Cabo Verde (Praia) em relação ao resto da ilha.

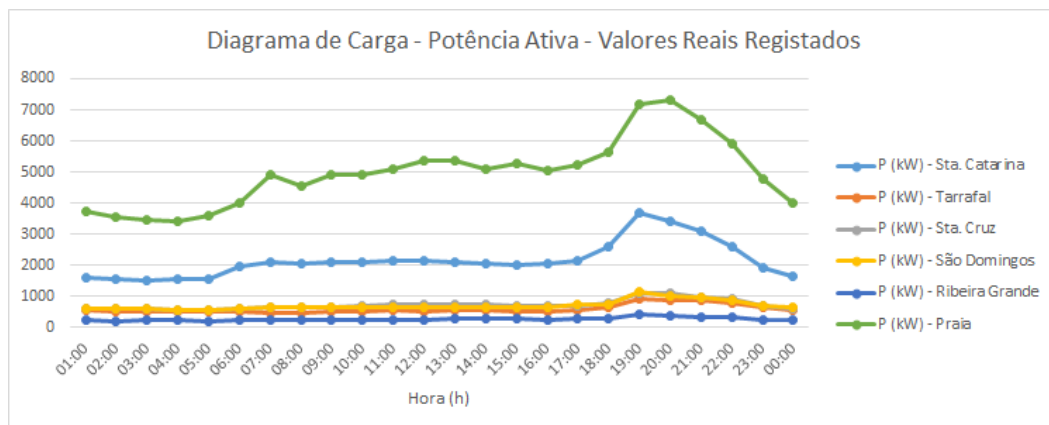


Figura 10 - Diagrama de Carga com Potência Ativa dos Concelhos Registrados

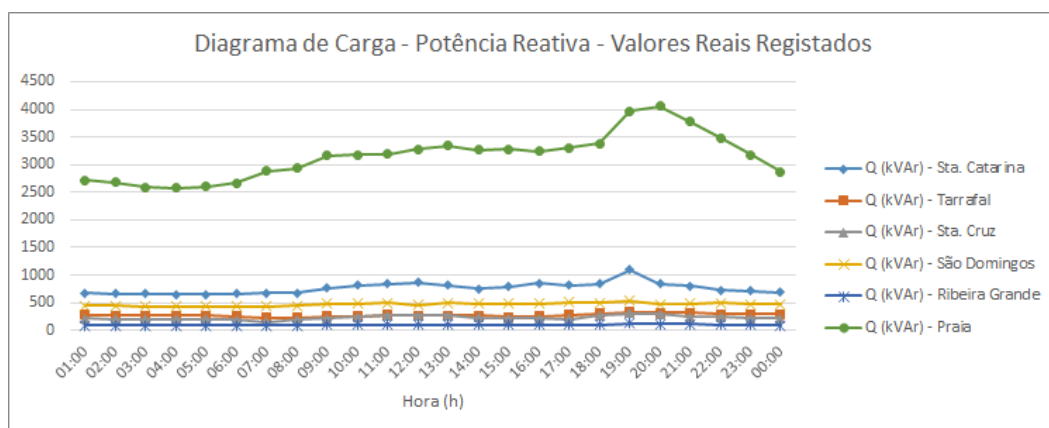


Figura 11 - Diagrama de Carga com Potência Reativa dos Concelhos Registrados

Para o estudo feito nesta dissertação, o fator de potência utilizado nos cálculos foi de 0,8 (conforme a informação recolhida referente ao consumo doméstico que consta num estudo [11] de impactos de produção eólica na ilha), o que corresponde a um fator $\tan \varphi = 0,75$. Estes valores utilizados no estudo foram confirmados pela Electra.

Nas várias zonas sobre as quais havia registo, foi de acordo com a equação $\tan \varphi = \frac{Q}{P}$ que foram analisados os seus diagramas de carga. No tratamento de dados de cargas na rede, e como será explicado no seu devido capítulo (3.1), foi utilizado o valor fixo de $\tan \varphi$ mencionado em cima, contudo para as zonas sobre as quais se tinham os diagramas de carga foi utilizado o valor retirado a partir dessa informação.

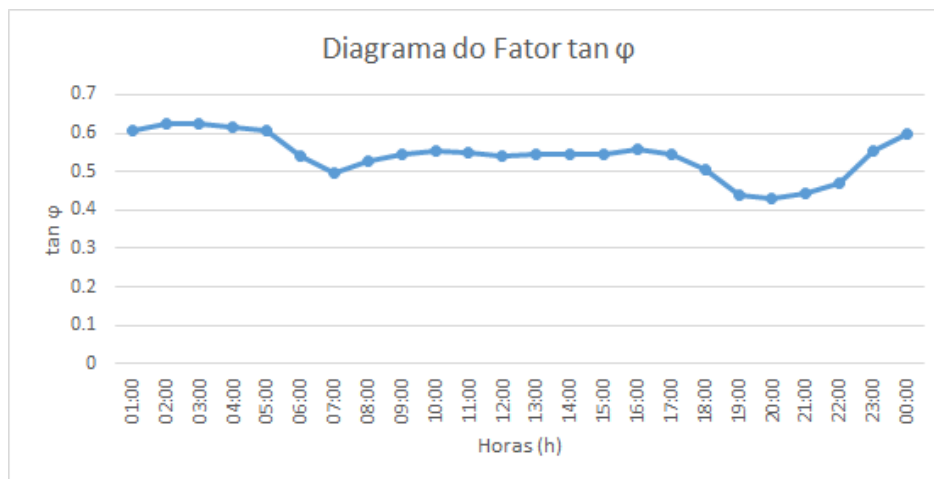


Figura 12 - Diagrama do fator $\tan \varphi$ para cada hora do dia, relativo ao conjunto das zonas com registo

De um modo geral, para as zonas cuja potência e diagrama de carga se conhecem (dados presentes no anexo A1), obtiveram-se os valores médios aproximados de $\tan \varphi = 0,54$ e $\cos \varphi = 0,88$, como se pode observar pela Figura 12.

A $\tan \varphi$ é elevada, por consequência de produção de potência reativa, o que em termos económicos não é ideal.

Analisando individualmente cada local registado, é necessário notar a causa dum fator $\tan \varphi$ tão elevado, pois apesar da maioria destas zonas deter um fator $\tan \varphi \leq 0,4$, existem cargas específicas com valores muito altos ($\tan \varphi > 1$), como se pode verificar pela Tabela 2.

Tabela 2 - Informação da Carga em cada local registado

Local	Concelho	tan φ	Pmax (kW)	Pmin (kW)	fo=Pmin/Pmax
Saida MT PS Arribada - MT1	Sta. Catarina	0.44	898	354	0.39
Saida MT PS Arribada - MT2	Sta. Catarina	0.42	255	68	0.27
Saida MT PS Arribada - MT3	Sta. Catarina	0.61	71	25	0.36
Saida MT PS Arribada - Lem Vieira	Sta. Catarina	0.31	1199	528	0.44
Saida MT PS Arribada - Nhagar 1	Sta. Catarina	0.15	657	286	0.43
Saida MT PS Cutelo - Engenhos	Sta. Catarina	1.29	178	53	0.30
Saida MT PS Fonte Lima - Picos	Sta. Catarina	0.37	427	149	0.35
Saida MT PS Tarrafal - R. Prata	Tarrafal	0.32	419	185	0.44
Saida MT PS Tarrafal - Trazos Montes	Tarrafal	0.21	40	8	0.19
Saida MT PS Tarrafal - Mangui	Tarrafal	0.61	455	253	0.56
Saida MT PS Santa Cruz - Terra Branca	Sta. Cruz	0.11	285	129	0.45
Saida MT PS Santa Cruz - Zona Sul	Sta. Cruz	0.53	742	388	0.52
Saida MT PS Santa Cruz - Ribeira dos Picos	Sta. Cruz	0.75	74	42	0.57
Saida MT PS Variante - São Domingos	São Domingos	0.76	846	407	0.48
Saida MT PS Variante - Praia Baixo	São Domingos	0.48	300	143	0.48
Saida MT B. Barce - Cidade Velha	Ribeira Grande	0.38	405	206	0.51
Saida MT Palmarejo - Feeder 4	Praia	0.35	1005	490	0.49
Saida MT Monte Vaca - São Filipe 1	Praia	0.41	2663	1359	0.51
Saida MT 5 de Julho - Castelo	Praia	0.06	562	260	0.46
Saida MT 5 de Julho - Cruz Vermelha	Praia	0.55	804	340	0.42
Saida MT 5 de Julho - C. C. Sucupira	Praia	1.53	2061	731	0.35
Saida MT Lem Ferreira - Novo Aeroporto	Praia	0.11	373	194	0.52

Relativamente à relação entre os períodos de ponta e vazio, de acordo com a Tabela 2 e informação recebida que pode também ser consultada no anexo A1, foi calculada a média dos fatores de vazio de todas as zonas como indica a equação (1 seguinte).

$$f_o = \frac{P_{min}}{P_{max}} \rightarrow f_o' = \bar{f}_o \rightarrow f_o' = 0,43 = 43\% \quad (1)$$

A relação entre ponta e vazio é, então, de 43% tendo este sido o valor utilizado nas cargas para se poder efetuar o estudo da rede nestes casos.

2.2.4 Geração de Energia

Santiago foi a primeira ilha do arquipélago a dispor de uma central única de produção. Esta central, situada em Palmarejo na cidade de Praia, apresenta, segundo cálculos sobre os dados facultados pela Electra, uma potência instalada de cerca de 70MW. Considerando ainda as centrais de Gamboa e Santa Catarina, cuja inatividade está planeada para breve, assim como os *backups* que apoiam a

dessalinizadora situada em Palmarejo, obtém-se cerca de 86MW de potência instalada na ilha por meio de centrais térmicas, o que se mostra muito superior às necessidades da ilha cuja carga é aproximadamente 46MW em períodos de ponta, tendo sempre em vista a rede atual e os reforços planeados para um horizonte de curto prazo.

A Tabela 3 indica a potência máxima instalada para cada modo de produção, isto é, em cada tipo de central, incluindo as centrais de produção de energia renovável instaladas na ilha, o que leva a um total de cerca de 100MW instalados como se pode verificar.

Tabela 3 – Dados de Potência Instalada nos Parques Produtores em Santiago no ano 2015

Ilha	Fotovoltaica	Eólica	Diesel
Santiago	5 MW	9,4MW	86MW

O clima na ilha leva a que esta apresente boas condições para aproveitamento solar, consequentemente, a energia solar foi uma das apostas feitas num planeamento energético inovador para Cabo Verde. Contudo, o maior potencial da ilha encontra-se no vento, por isso, e como a tabela indica, existe uma maior aposta na produção de energia eólica em termos de energia renovável. Posto isto, relativamente às energias renováveis, o grande objetivo em todo o arquipélago é o de atingir os 50% de energia renovável até ao ano 2020 segundo o Plano Energético Renovável [12].

Tendo como base o esquema unifilar da rede elétrica da ilha facultado pela Electra, datado de 2015, é possível ter-se uma perceção geográfica dos principais elementos do Sistema Elétrico de Energia (SEE) de Santiago. A Figura 13 na página seguinte pretende representar de forma ilustrativa as zonas onde se situam esses elementos.

De seguida pode, então, observar-se que em termos de energia renovável existem uma central solar fotovoltaica e uma central eólica situadas no concelho de Praia, mais concretamente em Palmarejo e São Filipe respetivamente. Estas centrais encontram-se instaladas em zonas estratégicas para o melhor aproveitamento dos elementos climáticos. Podem ver-se três subestações principais, como será mencionado mais detalhadamente na página seguinte, em Palmarejo, Calheta, e São Filipe. Relativamente a centrais térmicas, pode observar-se que

Santiago possui três deste tipo alimentadas a *diesel*, em Palmarejo, Gamboa, e Santa Catarina, sendo que Santa Catarina e Gamboa serão brevemente desativadas, passando a funcionar apenas as centrais de energia renovável e a central térmica de Palmarejo.



Figura 13 - Mapa ilustrativo dos elementos principais da rede elétrica de Santiago

Para além das referidas, existiam também subestações no Tarrafal, Santa Cruz e Santa Catarina, que se tornaram inativas nos últimos anos. Estas desativações são apresentadas no Plano Energético Renovável [12], tendo sido planeadas para 2011-2012. Apesar de algumas já terem acontecido, outras como a desativação da central de Gamboa ainda se encontram em processo. Por essas razões, foram tidos em conta neste estudo todos, e apenas, os elementos que se encontram no esquema unifilar (2015) facultado.

Como referido na página anterior, e continuando a analisar o SEE de Santiago, estudou-se que este dispõe de uma subestação (SS) em Palmarejo, na cidade de Praia, que eleva a tensão de média (MT) a 20kW, para ser transportada a alta tensão (AT) a 60kW. Esta linha de alta tensão estende-se ao longo de 40km,

transportando energia de Palmarejo até Calheta no concelho de São Miguel no norte da ilha. Aqui, encontra-se um nova SS que reduz a tensão de novo para 20kW distribuindo a energia pelos concelhos de Santa Catarina, Tarrafal e Santa Cruz numa rede de cerca de 50km. Existe o plano de instalação de uma nova SS, em Achada de São Filipe, próximo da cidade da Praia, que já foi tida em conta para o estudo presente nesta dissertação. (adaptado de [7])

2.3 Electra

A ELECTRA é a empresa pública de eletricidade e água de Cabo Verde. É uma sociedade anónima de responsabilidade limitada, SARL (Figura 14), cujos principais focos de atividade consistem na produção, distribuição e comercialização de eletricidade na totalidade do território do arquipélago. A Electra é também responsável pela produção e distribuição de água potável pelas ilhas de São Vicente, Sal, e Boa Vista, e pela recolha e tratamento de águas residuais nas cidades da Praia (Ilha de Santiago) e Mindelo (São Vicente), para reutilização.



Figura 14 - Logotipo da ELECTRA, S.A.R.L., Empresa de Eletricidade e Água

Com todo o seu crescimento, e devido ao serviço que presta, a empresa desempenha as suas atividades em todas as ilhas do arquipélago, possuindo unidades de produção e de distribuição em todas as ilhas habitadas. (adaptado de [9])

A empresa opera sob um ambiente regulado, onde fatores críticos como políticas, investimentos, tarifas, perdas, situação financeira e qualidade de serviço, não podem ser descartados para que exista uma prática devidamente controlada. (adaptado de [13])

Gradualmente, e de acordo com [14], a empresa veio a conseguir possuir delegações em todas as nove ilhas, estando representada da seguinte maneira:

- Produção e distribuição de água dessalinizada em São Vicente, Sal, Santiago e Boavista;
- Recolha e tratamento de águas residuais em Santiago;
- Produção e distribuição de eletricidade em todas as ilhas.

Todos os dados necessários para elaborar o modelo de rede elétrica usado para esta dissertação, entre diagramas de carga, dados de geradores e transformadores, tipos de cabos utilizados nas instalações, e esquema unifilar de 2015 com informação sobre os elementos a serem instalados e/ou atualizados, foram fornecidos pela empresa.

2.3.1 História e Evolução

A Electra E.P., empresa pública, foi criada em 1982 em resultado da união de três organismos, os sistemas elétricos da EAM (Eletricidade e Água do Mindelo) em São Vicente, a CEP (Central Elétrica da Praia) em Santiago, e a EAS (Eletricidade e Água do Sal) no Sal, com o objetivo de dar resposta à necessidade existente de formar uma empresa que tivesse capacidade técnica e financeira para garantir o abastecimento contínuo de água e eletricidade, em condições seguras e economicamente viáveis, aos centros urbanos das ilhas de São Vicente, Sal e cidade da Praia.[9], [14]

A empresa, com sede social e serviços centrais no Mindelo, exercia a sua atividade operacional através de três delegações, sendo as de São Vicente e Sal responsáveis pela produção, distribuição e comercialização de eletricidade e água dessalinizada, e a da cidade da Praia responsável apenas pela produção e distribuição de eletricidade. Já no fim de 1992, a Electra efetivou um contrato de concessão na Ilha da Boavista, passando a assegurar a produção e distribuição de eletricidade e água na ilha. [14]

Na altura da fundação da Electra, a empresa contava com 196 trabalhadores, tendo um total de 9.255 clientes de energia elétrica e 2.855 clientes de água dessalinizada. No final de 2012 já se podiam contar cerca de 734 trabalhadores, 133.481 clientes de eletricidade e 44.772 clientes de água, e aproximadamente 330.197 MWh de eletricidade produzida.[15], [9]

Em 1998, o governo considerou que os objetivos inicialmente definidos para a Electra tinham sido atingidos, havendo a necessidade de iniciar um conjunto de reformas previstas a nível do Plano Nacional de Desenvolvimento para o período de 1997-2000.

Por esse motivo e com vista a estender a ação da empresa a todo o país, é criada a Electra S.A.R.L., que sucedeu a Electra E.P, sendo o capital social desta partilhado entre o estado e as câmaras municipais numa proporção de 85% e 15%, respetivamente.[13], [14]

Como consequência deste novo estatuto, os serviços municipais de produção e distribuição de eletricidade foram sendo introduzidos gradualmente, assim como foi assegurada a produção e distribuição de água, e recolha e tratamento de águas residuais, por parte da EMAP. Deste modo, pelo ano 2000, a Electra S.A.R.L. passa a ter representação em todo o arquipélago com exceção de serviços de produção e distribuição de eletricidade em S. Filipe e de Sta. Cruz (Santiago), os serviços de recolha e tratamento de águas residuais no Mindelo (São Vicente).[13], [14]

Com a criação da sociedade anónima iniciou-se um processo de privatização, através da venda de 51% do capital social da empresa, cujo objetivo era encontrar um parceiro estratégico com capacidade técnica e financeira suficiente para encarar o desenvolvimento planeado. Este processo determinou que a EDP (Eletricidade de Portugal S.A.) em conjunto com o IPE – AdP (Águas de Portugal), ficassem a deter respetivamente 30,6% e 20,4% do capital da Electra, passando o estado a deter 41,65% e as câmaras municipais de Cabo Verde 7,35%.

A gestão da empresa foi assumida em 2000, e desde 2002 que a Electra cobre todo o território nacional em termos de produção de eletricidade, e assegura a produção e distribuição de água no Mindelo, Praia, Sal Rei (Boavista), e Sal, assim como também opera a recolha e tratamento de águas residuais na cidade da Praia. (adaptado de [13], [14])

Anos após a privatização, em 2013, iniciou-se o processo de reestruturação da Electra S.A.R.L., criando-se as subsidiárias Electra Sul, com sede na Praia, e Electra Norte, com sede em São Vicente.

O âmbito e objetivos de operação destas novas empresas continuam a ser os mesmos traçados pela antiga Electra S.A.R.L., havendo apenas uma separação geográfica em que a Electra Norte fica responsável pelas ilhas do barlavento e a Electra Sul pelas ilhas de sotavento.[14]

2.3.2 Perdas

Em Cabo Verde existe uma preocupação constante relativamente às perdas comerciais de energia. Os valores das perdas, a cada ano, têm vindo a aumentar drasticamente atingindo particularmente a Ilha de Santiago.

Em 2014[16], regista-se que 37% das perdas na produção total de eletricidade em Cabo Verde devem-se ao roubo e fraude de energia, levando a Parlamento uma proposta de lei que criminalize a prática de roubos de energia. Em agosto de 2015[17], a Electra continua sem conseguir colocar em prática a nova lei sobre a criminalização de roubos de energia, contudo mantém o objetivo de obter valores financeiros positivos que só conseguirão ser atingidos com a redução dos valores das perdas comerciais para cerca de 9%.



Figura 15 - Causas de perdas comerciais e técnicas (imagem adaptada de [13])

Apesar dos esforços, a fraude neste setor continua a aumentar o que se reflete no preço da energia, e dos 37% de perdas registadas, faz-se uma estimativa de 20% devido a perdas comerciais e 17% devido a falhas técnicas que poderão derivar, muitas vezes, das ações de furto. Apenas na Ilha de Santiago, 20% da energia que é consumida é furtada, e a nível nacional a Electra vê cerca de $\frac{1}{3}$ do

seu rendimento mensal a ser perdido devido a existir uma percentagem elevada de eletricidade produzida a ser desviada. (adaptado de [18])

A nível comercial, aos clientes, o fornecimento de eletricidade é cortado por falta de pagamento de serviço e de dívidas, continuando a existir uma grande maioria que obtém energia através de ligações clandestinas como as representadas na Figura 15, o que também danifica o equipamento e causa perturbações na rede.

Modelização da Rede Elétrica

O processo de modelização é apresentado tendo em consideração cenários operacionais tipificados, potências instaladas dos centros produtores e dos transformadores, topologia da rede e seus constituintes técnicos.

Elementos como cargas, linhas, geradores e transformadores, são o suporte fundamental para um modelo fidedigno, por esse motivo os dados respectivos a estes componentes são também o foco deste capítulo que se segue.

3.1 Caracterização e Modelização das Cargas

Qualquer equipamento ou conjunto de equipamentos que consuma energia elétrica por estar ligado à rede, é considerado uma carga.

Na exploração de um SEE existe a necessidade de garantir a capacidade do sistema alimentar as cargas de uma forma contínua e com as características de tensão e frequência dentro dos valores contratuais. Isto significa que a tensão e a frequência, embora possam variar, têm que ser mantidas dentro de valores apertados de tolerância, para que os equipamentos dos consumidores possam funcionar de uma maneira satisfatória.

Para o presente estudo, foi tida em conta a rede de AT e MT, com todas as cargas referentes a tal tipo de rede de transporte e distribuição.

3.1.1 Localização

A carga na ilha divide-se pelos vários concelhos, sendo as zonas de maior carga situadas no concelho de Praia, mais concretamente em Palmarejo, Gamboa e Praia, tendo apresentado um máximo síncrono de cerca de 34,83MW.

O segundo concelho que apresenta maior carga, mas bastante inferior comparativamente a Praia, é o concelho de Santa Catarina com uma ponta máxima síncrona de cerca de 4,22MW, contudo apesar do estudo ter sido desenvolvido com os fatos facultados sabe-se que atualmente a sua carga baixou muito.

A restante carga é dispersa pelos restantes concelhos, como Santa Cruz e Tarrafal, representando no total cerca de 7,65MW.

3.1.2 Cenários

Os cenários operacionais de carga tidos para o estudo efetuado para esta dissertação, correspondem a situações típicas de ponta e vazio do diagrama de carga para o horizonte de 2015.

Tendo por base os dados facultados pela Electra e considerando a rede atual bem como os reforços planeados para um curto prazo, foi possível chegar

ao valor de carga máxima em ponta e em vazio. Para um cenário de ponta observa-se um total de 46,695MW, e para vazio um total de 20,104MW.

Estes valores podem ser confirmados por documentação oficial [12], que também se pode observar pela Tabela 1 em 2.2.2, onde se prevê que, para o ano de 2015, existisse uma carga de ponta de 44,9MW e vazio de 20,27MW. Para além disso e confirmando a informação em 3.1.1, segundo a Electra [9], a ponta máxima registada em 2012 na cidade da Praia na ilha de Santiago foi de 33.410 kW, e em Santa Catarina 3,65MW, por onde se pode notar a aproximação aos valores reais estudados.

Constata-se que os 46MW de ponta máxima considerados são um valor bastante superior ao mencionado pela Electra, contudo, como já mencionado anteriormente ao longo da dissertação, o estudo aqui apresentado toma por base a rede atual (2014) assim como os reforços planeados (2014-2016) para a mesma que, segundo o que foi referido no ponto 2.2, ainda não foram implementados.

Tabela 4 - Valores reais e documentados de ponta e vazio, para o período de 2014-2016

	2014-2016	
Valores	Ponta (MW)	Vazio (MW)
Real	46,7	20,1
Documentado	44,9	20,3

Posto isto, e com auxílio da Tabela 4, podem comparar-se os valores obtidos através dos dados facultados e estudados (*Real*) com os valores de documentação também presentes na Tabela 1 (*Documentado*). Conseguiu-se uma aproximação dos valores reais com os estudados através da documentação, assim como se define este estudo como sendo conservador, estudando uma rede atual assim como as novas cargas e reforços numa rede de um horizonte temporal de curto prazo.

3.1.3 Modelização

Para este estudo, avaliaram-se os dados (2014) recebidos da Electra relativos às cargas dos postos de transformação (PT) da ilha de Santiago. Estes dados incluem dados dos PT existentes, bem como de PT futuros.

Para cada PT designado, tem-se a informação da sua carga máxima e da potência do seu transformador, e foi partindo dessa informação que se conseguiram os dados de potência ativa e reativa por carga, necessários para o modelo.

Para o cálculo da potência ativa (P_{load}) considerou-se os 37% de perdas comerciais mencionados no ponto 2.3.2, e para o cálculo da potência reativa (Q_{load}) utilizou-se uma $\tan \varphi = 0,75$, exceto para as zonas cujo diagrama de carga se conhecia, como referido no ponto 2.2.3 desta dissertação, onde foi utilizado o valor médio de $\tan \varphi$ do local.

A elasticidade das cargas, ϵ , é zero ($\epsilon=0$), o que significa que a potência se mantém constante independentemente de variações de tensão aos seus terminais.

Por fim, e como mencionado em 2.2.3, a relação entre as cargas em ponta e em vazio é de 43%.

3.1.4 Caraterísticas da Rede

O modelo de rede elétrica que se desenvolveu é constituído por 708 barramentos, dos quais 431 são cargas, sendo o valor total de carga em ponta máxima de aproximadamente 46MW.

Devido à energia elétrica não poder ser armazenada, a produção deve igualar o consumo, mais as perdas.[19] Por essa razão, como já referido no ponto anterior, as perdas foram um fator tido em conta na análise das cargas.

Cada carga opera à sua tensão nominal, tendo a grande maioria uma tensão nominal de 20kV, com a exceção dos barramentos pertencentes aos ramos de alta tensão onde o valor nominal é de 60kV. Para além disso, os nós de geração operam consoante a tensão pedida pelos seus geradores, por norma 0,4kV ou 11kV.

Para a modelização da rede foram ainda identificados três tipos de barramento:

- o nó de referência (*slack bus* ou *swing bus*) = nó “WARTZ 8” pertencente à central de Palmarejo, e que efetua o fecho do balanço de energia;
- os nós do tipo PQ = todos os barramentos de carga;

- os nós do tipo PV = todos os barramentos de geração com tensão controlada.

É de notar que a escolha do nó de referência passou pela análise da potência instalada nos barramentos, assim como análise do consumo de combustível de cada máquina ligada. Os geradores considerados mais económicos são os WARTZ, recentemente (2011) instalados na rede e gerando mais potência que os outros tipos de geradores, por essa razão o nó de geração escolhido para referência foi o “WART 8”.

Neste estudo, as *variáveis de controlo* usadas para a análise do trânsito de potência foram as tensões e potências dos nós PV, assim como a relação de transformação dos transformadores com tomadas (ver 3.2.2). Como *variáveis de estado* ficam então as tensões nos barramentos PQ, potência reativa nos nós PV, assim como as potências ativa e reativa do nó de referência.

3.2 Topologia da Rede

3.2.1 Linhas

A função específica da rede elétrica é de rede de distribuição, pois a sua função é a de conduzir energia até junto do consumidor, neste caso doméstico. Neste estudo tratam-se, em particular, dois níveis de tensão: média para alimentar os PTs, e alta para fazer chegar a energia às subestações.

No caso desta rede, trata-se de uma rede de 20/60 kV, isto é, MT/AT. Em redes de distribuição rural ou urbana, como é o caso da rede da ilha de Santiago, é comum existir uma tensão nominal de 20 kV (MT). Do mesmo modo, é também comum uma tensão nominal AT de 60kV, por vezes denominada de grande distribuição (adaptado de [19]).

Relativamente à estrutura topológica da rede da ilha, Santiago apresenta uma rede em anel (malhada) com exploração radial, pois segundo o esquema unifilar facultado, presente na Figura 16, a rede está desenvolvida em anel aberto consoante a distribuição necessária. Este tipo de rede é mais comum em áreas urbanas com elevada densidade de carga [19], utilizando interruptores normalmente abertos (NO) que em caso de falha de uma linha podem ser fechados de maneira a permitir a continuidade do funcionamento da rede elétrica.

Na Figura 16, podem observar-se as posições das várias centrais presentes nesta rede, assim como se pode verificar que é na zona sul da ilha que se encontra o maior foco de atividade a nível energético, podendo confirmar-se também a importância das linhas de transporte em alta tensão para o funcionamento da rede elétrica da ilha.

Esta rede é uma rede trifásica, de 50Hz de frequência e 220V de tensão, segundo os níveis de tensão de Cabo Verde. Tem uma potência base de 100MVA, e uma tensão base de 20kV, exceto nas linhas de alta tensão onde se conta com uma tensão base de 60kV.

A tensão nas linhas determina a potência que podem transportar, por isso as linhas de maior tensão necessitam melhor isolamento e maiores distâncias. De acordo, a rede da ilha de Santiago apresenta três linhas de alta tensão (60kV) que transportam energia do sul da ilha (concelho de Praia), para o norte da ilha (concelho de São Miguel), sendo as restantes linhas de 20kV, como indicado na Figura 17.

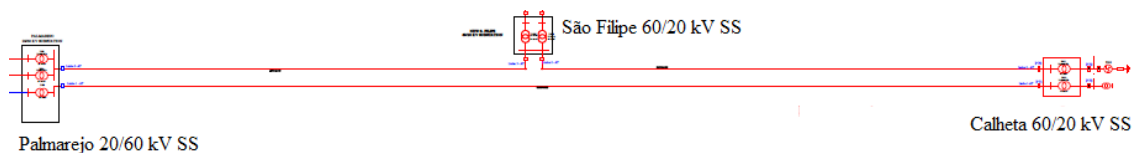


Figura 17 - Linhas de alta tensão e subestações extraídas do esquema unifilar da rede elétrica da ilha de Santiago

De um modo geral, as linhas de maior comprimento são as de alta tensão. Como se pode observar pela Figura 17, o transporte de energia do sul a norte da ilha (SS de Palmarejo até à SS de Calheta) é feito através de uma linha de 38km. Para além disso, existe ligação entre a SS de São Filipe e a SS de Calheta, feita por uma linha de 32km, e ligação da SS de São Filipe à SS de Palmarejo feita através de uma linha de 12km. A Figura 18, pretende ilustrar esta linha de alta tensão que percorre a ilha de Santiago de norte a sul, assim como apresenta alguns dados cruciais sobre a mesma.



Figura 18 - Placa informativa afixada na central elétrica de Palmarejo, [20]

Outra característica importante a ter em conta na análise das linhas de uma SEE, diz respeito á capacidade de transporte em condições normais de exploração. Para este estudo, foram considerados valores distintos relativos ao regime normal e de contingência.

De acordo com a informação recebida sobre os tipos de cabos utilizados na rede, foi considerada uma capacidade de sobrecarga de 5%.

3.2.2 Transformadores

Outra componente útil num SEE é o transformador. Através de transformadores, a energia passa pela rede de distribuição em MT para fins de distribuição, AT para transporte, e BT para fins de utilização, fazendo assim a devida condução de energia até ao consumidor. Para além disso, os transformadores podem ter um comutador de tomadas, como é o caso dos transformadores usados nesta rede, podendo ser utilizados como reguladores de tensão, que permitem alterar a tensão da rede para um nível mais adequado à função que desempenha. (adaptado de [19])

3.2.2.1 Localização

Os transformadores considerados para este estudo pertencem à rede de transporte e distribuição, tornando-se um elemento vital para o funcionamento da rede como um todo.

Apenas os transformadores de grupo das várias centrais da rede da ilha de Santiago, assim como os das subestações MT/AT, foram tidos em conta para o estudo. Assim, estes elementos encontram-se distribuídos pelo concelho de Praia, em Palmarejo, São Filipe e Gamboa, concelho de São Miguel, em Calheta, e concelho de Santa Catarina.

3.2.2.2 Características dos Transformadores

A relação de transformação nestes transformadores com tomadas, foi uma das *variáveis de controlo* tidas em conta na análise do trânsito de potência desta rede (ver 3.1), sendo a característica com maior importância.

Esta relação de transformação (*winding ratio*) no transformador com tomadas (*tap regulation*), é identificada por $m = \frac{n_1}{n_2} = \frac{U_1}{U_2}$, sendo n_1, U_1 e n_2, U_2 o nú-

mero de espiras e tensão do primário e secundário respectivamente. Pode perceber-se que a tensão do lado da BT aumenta com a redução na relação de transformação ($U \uparrow$ se $m \downarrow$).

O princípio de regulação das tomadas nos transformadores, foi um dos métodos utilizados para a regulação das tensões nos barramentos da rede, tendo sido aplicada aos transformadores TSC1, TSC2, TSM1 e TSM2 de 20/60kV, pertencentes às subestações de Calheta e São Filipe respectivamente. Cada um destes transformadores possui 19 tomadas e regulador automático de tensão, com uma relação de transformação de 7-11x1,5%, o que permite identificar a gama de valores de m , como indicado na Figura 19, que foi utilizada para manipular os transformadores e controlar as tensões nos barramentos após a resolução do trânsito de potência.

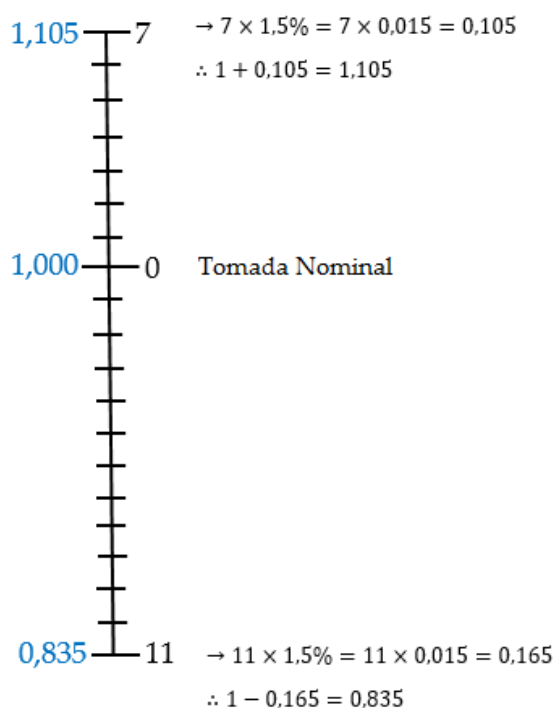


Figura 19 - Regulação das tomadas, Relação de transformação (m)

Para melhor compreender o funcionamento da rede é necessário estudar as várias características de cada elemento. Para os transformadores, foram fornecidas as características gerais dos equipamentos instalados na rede. Dessas características, as mais importantes a ter em conta são as apresentadas na Tabela 5 seguinte.

Os valores presentes nesta tabela derivam da análise feita aos dados sobre os transformadores instalados na rede da ilha de Santiago. A partir da informação da potência nominal de cada equipamento e dos valores da tensão de curto-circuito, registaram-se os valores das reatâncias de cada transformador $\left(\frac{Tensão_{CC} \times S_{base}}{Potência\ Nominal} \right)$, tendo sido estas as principais características a registar na ferramenta de simulação utilizada.

Tabela 5 - Características dos transformadores presentes na rede elétrica da ilha de Santiago

Área	Local/Zona	Nome	From Bus	To Bus	Posição Tomadas	Winding Base (MVA)	Tensão de CC	X (pu)
SUL	Palmarejo TRC	MAN1	MAN 1	PV BCK	5	2.25	6%	2.70
		MAN2	MAN 2	PV BCK	5	2.25	6%	2.70
		MAN3	MAN 3	PV BCK	5	2.25	6%	2.72
SUL	Palmarejo	CAT 1	CAT 1	Bar_Central1	5	7.00	8.06%	1.15
		CAT 2	CAT 2	Bar_Central1	5	7.00	8.06%	1.15
		CAT 3	CAT 3	Bar_Central1	5	10.00	9.10%	0.91
		CAT 4	CAT 4	Bar_Central1	5	10.00	9.10%	0.91
		WART 5	WART 5	Bar_Central2	5	15.00	9.08%	0.61
		WART 6	WART 6	Bar_Central2	5	15.00	9.08%	0.61
		WART 7	WART 7	Bar_Central3	5	15.00	9.08%	0.61
		WART 8	WART 8	Bar_Central3	5	15.00	9.08%	0.61
		TSP1	TSP1	Barra AT 1	5	12.00	8.47%	0.71
		TSP2	TSP2	Barra AT 1	5	12.00	8.47%	0.71
		TSP3	TSP3	Barra AT 2	5	36.00	10.10%	0.28
SUL	São Filipe	TSM1	Barra AT 3	TSM1	19	22.00	8.33%	0.38
		TSM2	Barra AT 3	TSM2	19	33.00	8.33%	0.25
SUL	Gamboa	DEUTZ5	DEUTZ5	GDistrib	5	3.00	7.39%	2.46
		MAK6	MAK6	GDistrib	5	3.00	6%	2.00
		MAK7	MAK7	GDistrib	5	3.00	6%	2.00
NORTE	Calheta	TSC1	TSC1	Calheta SS	19	12.00	8.34%	0.70
		TSC2	TSC2	Calheta SS	19	12.00	8.34%	0.70
NORTE	Sta. Catarina	TA1	CAT1_TA1	CatDistrib	5	1.60	5%	3.13
		TA2	CAT2_TA2	CatDistrib	5	1.60	5%	3.13
		TA3	CUMMINS	CatDistrib	5	1.60	6.21%	3.88
		TA4	PERKINS	CatDistrib	5	0.80	4.20%	5.25

É importante também notar que, para este estudo, não foram tidos em conta os transformadores presentes nas instalações das centrais de energia renovável.

3.3 Caraterização e Modelização dos Centros Produtores

No caso da ilha de Santiago, e como já foi referido no ponto 2.2.4, a sua geração divide-se pelas centrais termoelétricas, podendo a rede de distribuição também receber energia produzida por instalações de baixa potência, como fontes renováveis, neste caso central solar fotovoltaica e central eólica.

3.3.1 Localização

A base da geração da ilha encontra-se na central elétrica de Palmarejo, que se pode observar pela Figura 20, com cerca de 70MW de potência instalada.



Figura 20 - Central Elétrica de Palmarejo, imagem de Google Earth

Em termos de energia renovável, Santiago possui a central solar fotovoltaica de 5MW em Palmarejo, e central eólica de 9,4MW em São Filipe composta por 11 turbinas de 850kW, que podem ser observadas na Figura 21 e Figura 22.



Figura 21 - Parque Solar Fotovoltaico da ilha de Santiago, imagem de Google Earth

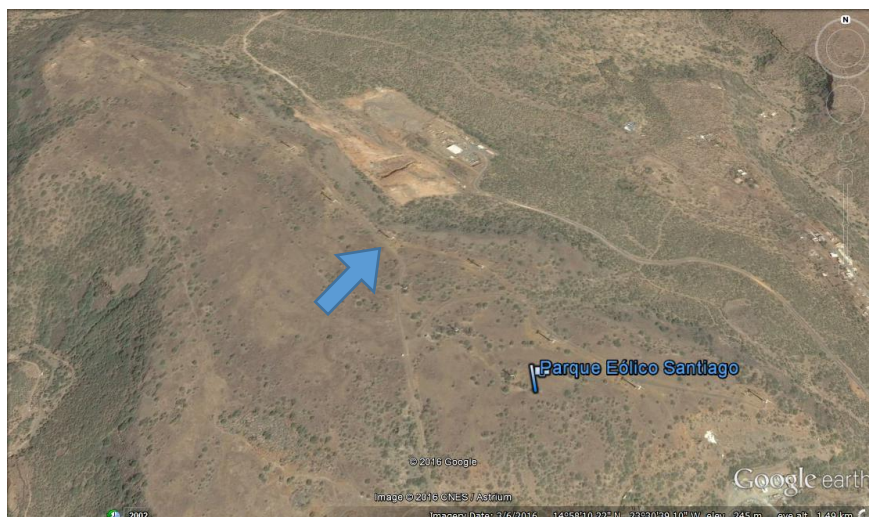


Figura 22 - Parque Eólico da ilha de Santiago, imagem de Google Earth

Apesar de se planejar a sua desativação, e desta se encontrar em progresso, para esta dissertação foram ainda considerados os geradores situados nas centrais de Gamboa e Santa Catarina, possuindo 7,3MW e 3,9MW de potência instalada respetivamente.

É também de notar, que dada a existência de uma dessalinizadora na ilha, representada na Figura 23, existe também uma central de *backup* que lhe fornece energia, ligada à central de Palmarejo e que conta com uma potência instalada de cerca de 4,9MW.



Figura 23 - Dessalinizadora da ilha de Santiago, instalada a sul e muito próximo da central elétrica de Palmarejo, imagem de Google Earth

Mais uma vez, tem-se um total de 86MW de potência produzida em centrais térmicas com máquinas alimentadas a *diesel*, e um total de 14,4MW de energia renovável instalada.

3.3.2 Características dos Centros Produtores

Os geradores ligados à rede funcionam em sincronismo alimentando as cargas, tendo a potência ativa dos geradores que igualar a potência ativa solicitada pela carga mais as perdas.

Quando se compara a potência total das máquinas com a potência fornecida por cada gerador individualmente, conclui-se que esta última é muito inferior o que justifica o fato da frequência no geral não ser afetada, pois a regulação da frequência, segundo [19], é executada pelo conjunto de geradores ligados à rede.

Relativamente à potência reativa das máquinas ligadas à rede, esta é uma variável dependente, isto é, as máquinas são operadas com potência ativa sendo a potência reativa dependente da regulação de tensão feita automaticamente para ajustar a tensão no barramento central.

Um dos requisitos para um SEE bem concebido, segundo [19], é ter custos de produção da energia fornecida minimizados. Por essa razão, e como já referido no ponto 3.1.4, o estudo desta dissertação teve em conta o consumo de combustível das várias máquinas, evitando utilizar as de maior custo, analisando a relação entre consumo de combustível e potência máxima produzida. (consultar anexo A3 para características dos geradores)

Conclui-se, assim, que os geradores com menor custo de produção são os mais recentes, os geradores *Wartsila* (WARTZ), instalados na central elétrica de Palmarejo.

Segundo a Electra, estes geradores WARTZ, dependendo da exploração, são colocados em uso, por norma, quando se usa energia eólica e quando existe uma perturbação na rede.

De seguida, os geradores mais utilizados foram os *Caterpillar* (CAT), também instalados na central elétrica de Palmarejo. Estes geradores são mais dispendiosos, contudo são bastante usados. Neste estudo, para permitir que a produção de energia igualasse a carga na rede, estes geradores foram sempre a segunda escolha após a ligação dos geradores WARTZ.

De um modo geral, para qualquer cenário operacional típico estudado, os geradores utilizados foram sempre os *Wartsila*, seguidos dos *Caterpillar*. Os geradores instalados em Gamboa e Santa Catarina são raramente utilizados. Como já foi também referido, estas centrais serão desativadas num período breve, não fazendo sentido utilizá-las extensamente neste estudo, apenas como apoio, pois atualmente ainda se encontram instaladas de acordo com o esquema unifilar (2015).

Na Tabela 6, apresentam-se os valores de potência nominal de cada gerador ligado à rede elétrica, assim como a respetiva gama de valores das potências ativa e reativa.

Tabela 6 - Dados de potência dos geradores presentes na rede elétrica da ilha de Santiago

Área	Local/Zona	Nome Gerador	Sn(MVA)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)
SUL	Palmarejo TRC	MAN1	2.044	0.654	1.635	-1.226	1.226
		MAN2	2.044	0.654	1.635	-1.226	1.226
		MAN3	2.044	0.654	1.635	-1.226	1.226
SUL	Palmarejo	CAT 1	6.977	2.233	5.582	-4.186	4.186
		CAT 2	6.977	2.233	5.582	-4.186	4.186
		CAT 3	9.286	2.972	7.429	-5.572	5.572
		CAT 4	9.286	2.972	7.429	-5.572	5.572
		WART 5	13.750	4.400	11.000	-8.250	8.250
		WART 6	13.750	4.400	11.000	-8.250	8.250
		WART 7	13.750	4.400	11.000	-8.250	8.250
		WART 8	13.750	4.400	11.000	-8.250	8.250
		Parque PV	6.250	2.000	5.000	-3.750	3.750
SUL	Gamboa	DEUTZ5	2.950	0.944	2.360	-1.770	1.770
		MAK6	3.100	0.992	2.480	-1.860	1.860
		MAK7	3.100	0.992	2.480	-1.860	1.860
SUL	São Filipe/Wind Farm	Parque Eol	11.688	3.740	9.350	-7.013	7.013
NORTE	Sta. Catarina	CAT1	1.600	0.512	1.280	-0.960	0.960
		CAT2	1.600	0.512	1.280	-0.960	0.960
		CUMMINS	1.000	0.320	0.800	-0.600	0.600
		PERKINS	0.700	0.224	0.560	-0.420	0.420

Os valores nesta tabela provêm de cálculos efetuados partindo dos dados recebidos e que se encontram presentes no anexo A3.

Sabendo as potências nominais de cada máquina e conhecendo o fator de potência para o gerador ($\cos \varphi = 0,8$ e $\sin \varphi = 0,6$), retiram-se as potências ativa (P) e reativa (Q) máximas.

Para calcular os limites mínimos destas potências, utilizou-se a regra geral de que $Q_{min} = -Q_{max}$, e que $P_{min} = \frac{P_{max}}{2.5}$, isto é 40% de P_{max} . Esta percentagem

provém de um critério da Electra, o que corresponde a assumir para todos os geradores uma aproximação única, retangular, da respetiva Curva P-Q.

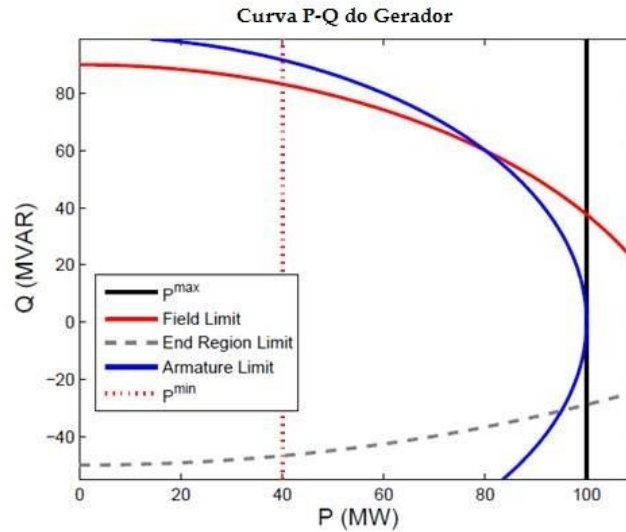


Figura 24 – Diagrama P-Q de Geradores, em [21]

Segundo [21], estudos estatísticos do ponto de operação económica mínima ("eco-min") de geradores, indicam a possibilidade de variações substanciais da relação P_{min}/P_{max} em torno de valores médios, e com P_{min} tipicamente entre 40% e 80% de P_{max} , dependendo nomeadamente do tipo de turbina/acionador e do nível de potência nominal do gerador. Assim, para o tipo de geradores da Electra (*diesel*), de média/baixa velocidade e com potências nominais não muito elevadas (abaixo de 50 MVA), as estatísticas publicadas apontariam para uma relação P_{min}/P_{max} um pouco superior aos 40% considerados. No entanto, será este o modelo adotado para P_{min} neste estudo (com Q_{min} simétrico de Q_{max} como se pode observar pela Figura 24), onde a curva de capacidade será aproximada pelo retângulo $[(Q_{max}; 0,4P_{max}), (Q_{max}; P_{max}), (-Q_{max}; 0,4P_{max}), (-Q_{max}; P_{max})]$.

Simulação da Rede Elétrica

No presente capítulo apresenta-se a ferramenta de modelização e simulação utilizada no decorrer da dissertação, assim como se detalha cada cenário testado.

Sendo uma rede elétrica um conjunto de equipamentos e instalações elétricas que, ligados entre si, permitem a transmissão de energia, é necessário enunciar também critérios a ter em conta para permitir, entre outros, efetuar um diagnóstico da rede em regime permanente.

4.1 Trânsito de Potência e PSS/E

Para se poder obter um ponto de funcionamento que permite calcular uma solução do trânsito de energia foi necessário fazer a especificação das grandezas utilizadas para cada dado das várias componentes da rede, assim como foi necessário especificar cada uma dessas componentes. Neste estudo, e como é usual nos sistemas de energia, foram especificados dados como as potências ativa e reativa das máquinas, ficando as tensões nos barramentos (nós) como variáveis (ver 3.1).

Para se desenvolver a solução do trânsito de potência, o primeiro passo é o cálculo de tensões nos barramentos para o qual existem pelo menos três métodos diferentes de resolução, sendo o método de *Gauss-Seidel* o utilizado nesta dissertação.

Na prática, o método *Gauss-Seidel* apresenta inúmeras iterações sendo por isso usualmente aplicado em redes com dimensões menores. Sumariamente, o método explicado de seguida usa os valores das tensões nodais mais recentemente calculados para calcular a próxima iteração ($k + 1$), o que o torna mais rápido sendo por isso mais fácil de perceber e aplicar.

Embora no problema de trânsito de potências a rede seja considerada linear, equilibrada e representada através de parâmetros concentrados, o problema a resolver é um problema não linear, pelo que qualquer resolução numérica do trânsito de potências é por natureza um processo iterativo (adaptado de [22]).

Para se calcular o trânsito de potências, tem que se resolver o sistema de equações matricial $[Y] \times [V] = [I]$, sendo Y a matriz de admitâncias nodais reduzida, V as tensões nos barramentos e I as correntes injetadas nos barramentos. Este sistema é um sistema de equações não lineares, de ordem n , para uma rede com $n+1$ barramentos (referência às $k + 1$ iterações mencionadas) um dos quais de referência.

Um método muito utilizado para a resolução de um sistema de equações não lineares é o método de *Gauss-Seidel*, evolução mais eficiente do método de

Gauss, utilizando em cada iteração os valores mais recentes das variáveis (em lugar dos valores das variáveis obtidas na iteração anterior).

$$\begin{cases} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 = b_2 \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 = b_3 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} x_1^{r+1} = a_{11}^{-1}(b_1 - a_{12}x_2^r - a_{13}x_3^r) \\ x_2^{r+1} = a_{22}^{-1}(b_2 - a_{21}x_1^r - a_{23}x_3^r) \\ x_3^{r+1} = a_{33}^{-1}(b_3 - a_{31}x_1^r - a_{32}x_2^r) \end{cases}$$

representando por x_i^r a r -ésima aproximação da variável x_i .

Aplicado ao cálculo do trânsito de potências,

$$\begin{cases} Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + \dots + Y_{1n}V_n = I_1 - Y_{10}V_0 = S_1/V_1 - Y_{10}V_0 \\ Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + \dots + Y_{2n}V_n = I_2 - Y_{20}V_0 = S_2/V_1 - Y_{20}V_0 \\ \vdots \\ Y_{n1}V_1 + Y_{n2}V_2 + \dots + Y_{nn}V_n = I_n - Y_{n0}V_0 = S_n/V_n - Y_{n0}V_0 \end{cases}$$

teremos,

$$\begin{cases} V_2^{(v+1)} = h_2(V_1, V_2^{(v)}, V_3^{(v)}, \dots, V_n^{(v)}) \\ V_3^{(v+1)} = h_2(V_1, V_2^{(v+1)}, V_3^{(v)}, \dots, V_n^{(v)}) \\ V_4^{(v+1)} = h_2(V_1, V_2^{(v+1)}, V_3^{(v+1)}, V_4^{(v)}, \dots, V_n^{(v)}) \\ \vdots \\ V_n^{(v+1)} = h_2(V_1, V_2^{(v+1)}, V_3^{(v+1)}, V_4^{(v+1)}, \dots, V_n^{(v)}) \end{cases}$$

o que para barramentos PQ (potência S_i especificada e tensão V_i desconhecida) corresponde a

$$\begin{cases} V_i^{r+1} = Y_{ii}^{-1} \left(I_i - \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik}V_k^{r+1} - \sum_{k=i+1}^{n+1} Y_{ik}V_k^r \right) \\ I_i^* = S_i^{SP} / V_i^r - Y_{i0}^*V_0^* \end{cases}$$

e para barramentos PV (potência ativa e módulo da tensão especificados e potência reativa e argumento da tensão desconhecidos) corresponde a

$$\begin{cases} Q_i^{r+1} = \text{Imag.} \left\{ -V_i^* \left(Y_{i0}V_0 + \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik}V_k^{r+1} + \sum_{k=i+1}^{n+1} Y_{ik}V_k^r \right) \right\} \\ \theta_i^{r+1} = \text{Arg.} \left| Y_{ii}^{-1} \left(I_i - \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik}V_k^{r+1} + \sum_{k=i+1}^{n+1} Y_{ik}V_k^r \right) \right| \end{cases}$$

em que r representa a ordem da iteração.

Um processo iterativo pressupõe um critério para a convergência, isto é definir quando termina. O critério de convergência a usar é sempre o critério dos "desvios de potência" (diferença entre o valor da potência especificada e o valor da potência calculada em cada iteração) que é o único com significado físico, pois corresponde à verificação da lei dos nós de *Kirchoff*, segundo [22].

No método de *Gauss-Seidel* os valores obtidos em cada iteração referem-se às tensões nos barramentos, pelo que é usual estabelecer primeiro um critério de "desvios de tensão" cuja verificação garante que os desvios de potência serão pequenos. Como típico para "desvios de tensão" considera-se no método de *Gauss-Seidel* valores inferiores a $0,0001pu$, os quais garantem, em princípio, que $|\Delta P|$ e $|\Delta Q| < 0,0001pu$.

No caso da ilha de Santiago, avalia-se uma rede de 708 barramentos, 721 linhas, e 25 transformadores, o que se pode considerar como sendo um sistema de grande dimensão segundo [19]. Por esta razão, o cálculo do trânsito de potência requer uma ferramenta robusta, neste caso o PSS/E desenvolvido pela *Siemens*.

Esta ferramenta de simulação, de acordo com o respetivo *screenshot* apresentado na Figura 25, permite fazer uma análise do comportamento da rede e tirar conclusões sobre a mesma. O PSS/E é um *software* de planeamento de sistemas de redes de transporte, e que possui modelos dos constituintes essenciais de uma rede elétrica tais como os mencionados no capítulo 3. Os dados de cada uma dessas componentes, barramentos, linhas, geradores, transformadores, são introduzidos no programa.

Com todos os dados prontos a serem analisados, o PSS/E permite desenvolver estudos críticos como o trânsito de potência, apresentar as consequências no funcionamento da rede em cenários determinísticos, assim como permite realizar todo o tipo de diagnósticos efetuados à rede.

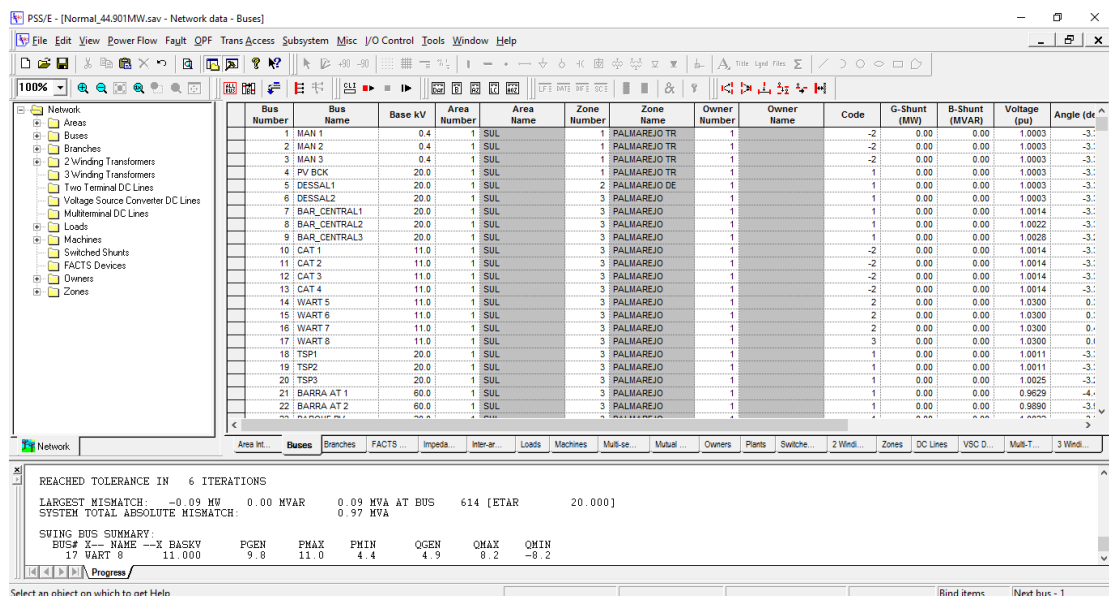


Figura 25 - Janela do programa PSS/E com dados introduzidos sobre a rede e solução em progresso

Neste estudo, o PSS/E permitiu que existisse uma base para os dados que seriam necessários recolher e tratar, assim como permitiu que esses dados fossem guardados e utilizados para a criação do modelo da rede para simulação.

Foi usado para verificar as consequências de certas ações sobre o geradores e transformadores nas tensões dos barramentos, permitiu a simulação do trânsito de potência e das contingências em estudo, assim como também apresenta uma variedade de opções para estudos mais aprofundados da rede, tais como estudos do cálculo de curto-circuitos.

O programa foi também utilizado para o desenho do diagrama ou esquema unifilar, da forma apresentada na Figura 26, podendo o funcionamento da rede ser observado de uma forma mais prática e geral.

4.2 Definição de Cenários Operacionais Típicos

Em qualquer SEE, a carga varia consoante vários fatores sendo por essa razão necessário extrair informação de diagramas de carga, assim como ter informação do ambiente no qual se integra a rede. Consequentemente, os principais fatores a ter em conta são os temporais e climáticos. É necessário ter em conta a periodicidade da carga, a evolução anual da mesma, bem como a temperatura, humidade, velocidade do vento, e exposição solar. (adaptado de [19])

Foi com base nestes fatores que se consideraram os seguintes cenários operacionais da rede elétrica da ilha de Santiago.

Para todos os cenários estudados foram impostos valores de potência ativa aos nós de geração, com exceção do nó de referência que será variável e, como tal, responsável pelo balanço energético na rede.

4.2.1 C1: Cenário Base

Neste primeiro cenário denominado “base” e representado na Figura 27, foram colocados a teste todos os elementos da rede, utilizando-se todos os geradores da rede a operar a meia carga, isto é, foi imposta a condição de operação das máquinas com cerca de 50% da sua potência instalada.

Assim, pode verificar-se quais as consequências na rede caso as máquinas operem todas em simultâneo, assim como se testa qual o nível de funcionamento necessário existir nas máquinas, para garantir cobertura do consumo.

Pode observar-se pela Figura 27 os grupos considerados ligados associados a este cenário, assim como a sua identificação e localização.

Ambas as centrais de energia renovável foram ligadas a meia carga, tal como os restantes 18 geradores *diesel* considerando também os geradores MAN referentes à central de *backup* já referida anteriormente nos pontos 2.2.4 e 3.3.1 deste documento.

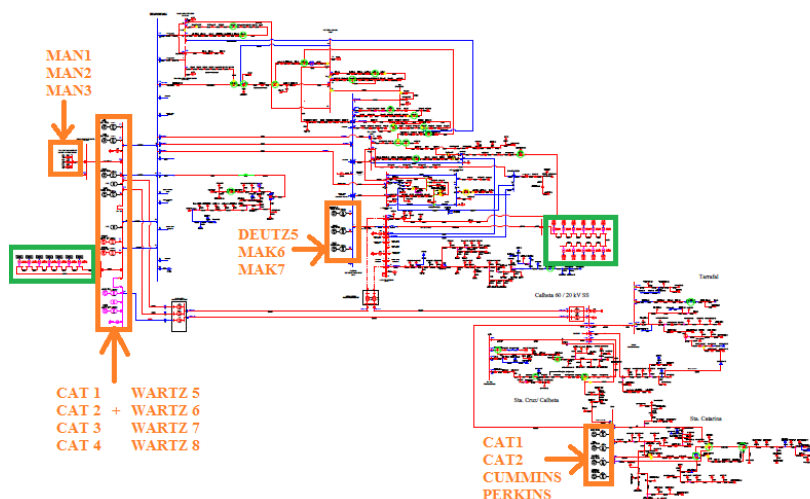


Figura 27 - Esquema Unifilar da Rede Elétrica da ilha de Santiago (topologia), com identificação da geração em uso para o cenário C1

Regista-se um total de 47,5MW de potência ativa que cobre um total de carga de ponta de 46,6953MW.

4.2.2 C2: Minimização do Uso de Energia Renovável

O segundo caso estudado, implica a maximização da geração instalada de natureza não renovável. Neste cenário pretende-se verificar o comportamento da rede perante a falta ou falha de energia renovável.

Os grupos considerados ligados para este cenário encontram-se indicados na Figura 28 e Figura 29 para dois cenários de carga, ponta e vazio.

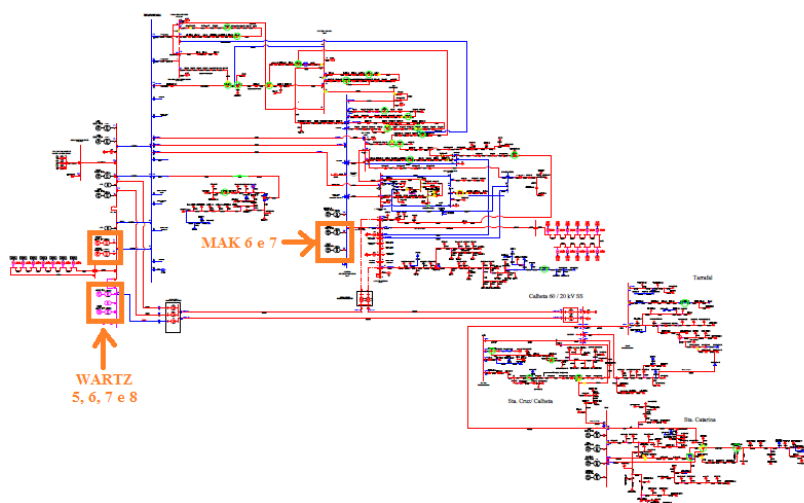


Figura 28 - Esquema Unifilar da Rede Elétrica da ilha de Santiago (topologia), com identificação da geração em uso para o cenário C2 de ponta

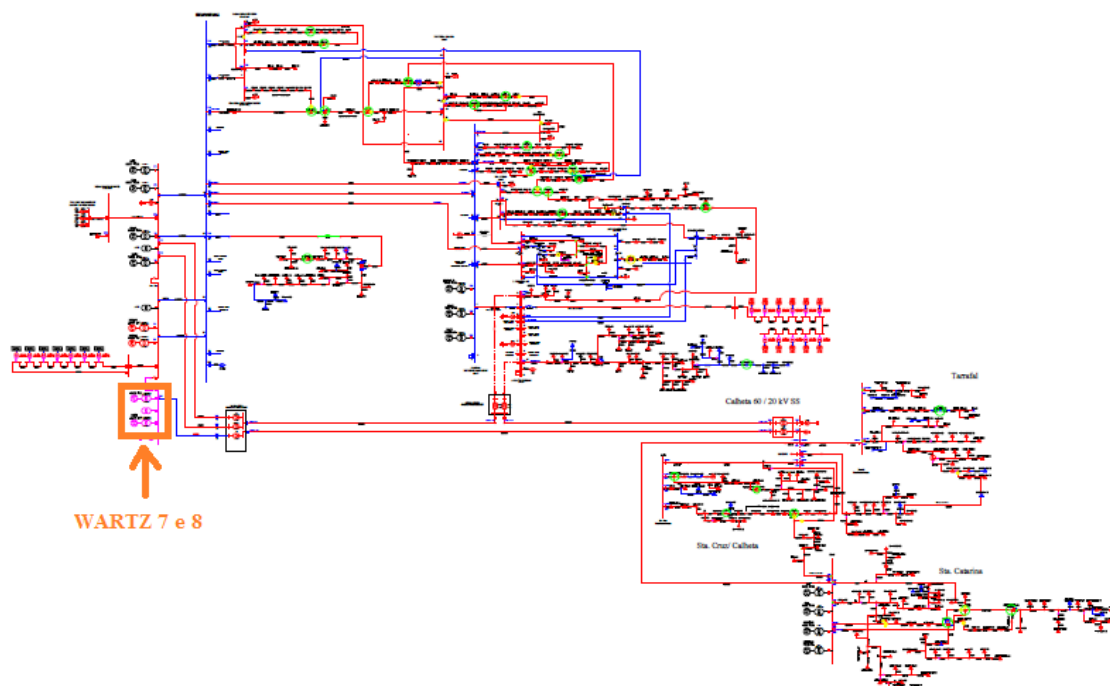


Figura 29 - Esquema Unifilar da Rede Elétrica da ilha de Santiago (topologia), com identificação da geração em uso para o cenário C2 de vazio

Para este cenário regista-se um total de 47,8MW de potência ativa proveniente das máquinas, que cobre um total de carga de ponta de 46,6953MW. Para cobrir uma carga em vazio de 20,10403MW registou-se um total de potência ativa de 20,3MW.

4.2.3 C3: Maximização do Uso de Energia Eólica

Os últimos cenários operacionais são relativos a energia renovável.

Neste cenário em concreto, foi estudado o funcionamento da rede em caso de maximização da utilização da energia eólica instalada na rede, isto é, tendo a central eólica a funcionar no seu máximo de potência.

Na Figura 30 e Figura 31 são indicados quais os grupos considerados ligados para este cenário, bem como a sua localização na rede, para dois cenários de carga distintos (ponta e vazio).

Para este cenário regista-se um total de 47,7MW de potência ativa proveniente das máquinas, que cobre um total de carga de ponta de 46,6953MW referido anteriormente, sendo que para cobrir uma carga em vazio de 20,10403MW, também já referida, se registou um total de potência ativa de 20,3MW.

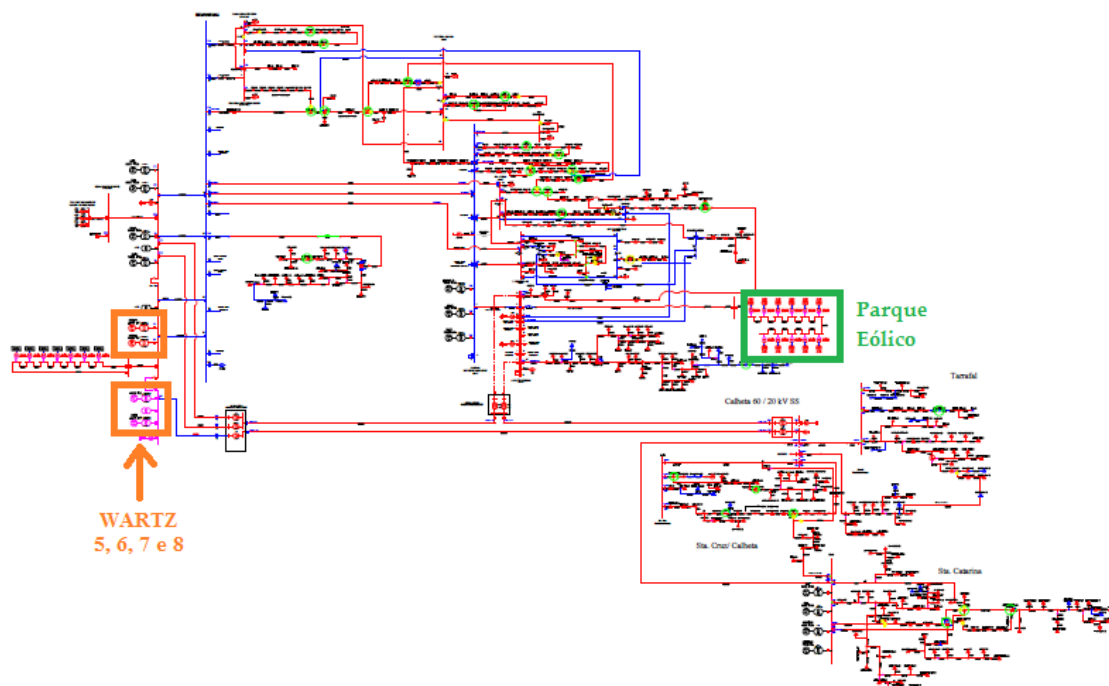


Figura 30 - Esquema Unifilar da Rede Elétrica da ilha de Santiago (topologia), com identificação da geração em uso para o cenário C3 de ponta

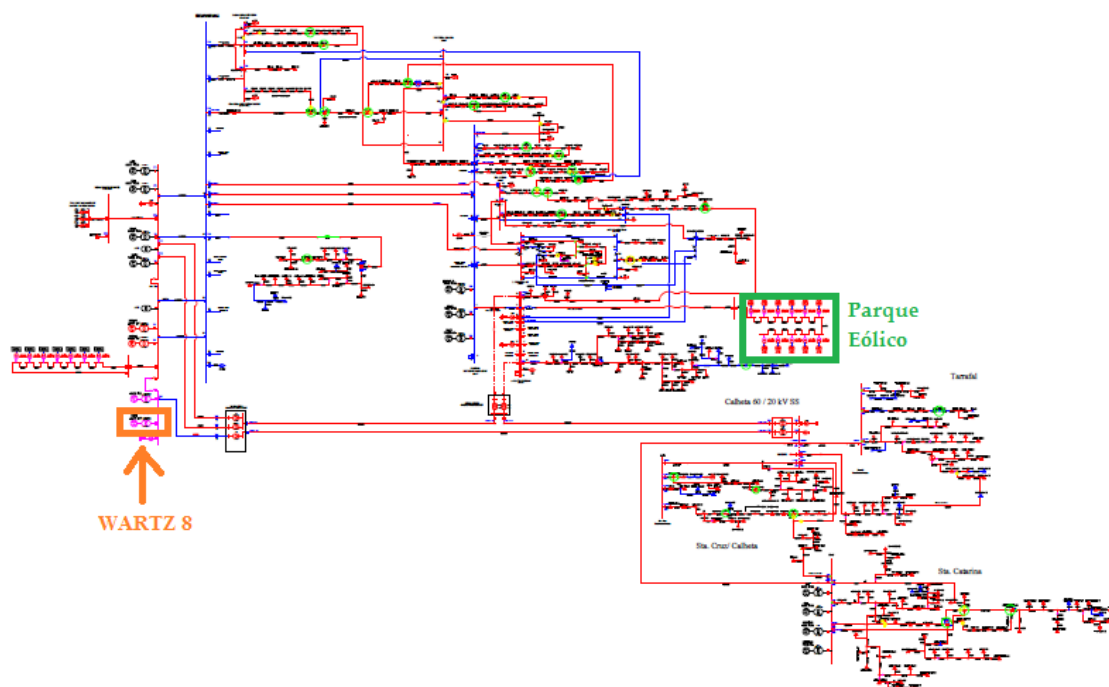


Figura 31 - Esquema Unifilar da Rede Elétrica da ilha de Santiago (topologia), com identificação da geração em uso para o cenário C3 de vazio

4.2.4 C4: Maximização do Uso de Energia Solar Fotovoltaica

Para este cenário operacional, considerou-se o funcionamento da central solar fotovoltaica no seu máximo de potência instalada, podendo ser analisado o comportamento da rede em caso de maximização da utilização da energia solar fotovoltaica da rede.

Foi considerado apenas um cenário de carga correspondente à ponta dos diagramas de carga. Os grupos considerados ligados para este cenário encontram-se indicados na Figura 32.

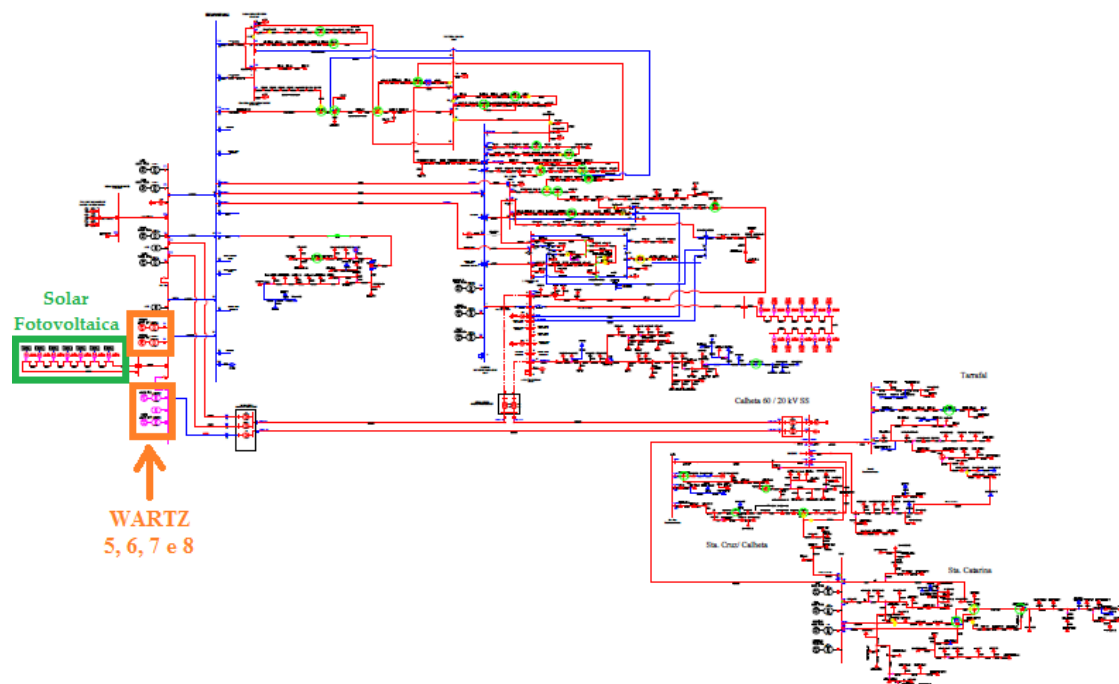


Figura 32 - Esquema Unifilar da Rede Elétrica da ilha de Santiago (topologia), com identificação da geração em uso para o cenário C4

Para este cenário regista-se um total de 48MW de potência ativa proveniente dos grupos ligados, para cobrir o total de carga de ponta de 46,6953MW referido anteriormente.

4.2.5 C5: Maximização do Uso de Energia Renovável

Por fim, o último cenário operacional típico estudado passou pela máxima utilização das centrais de energia renovável ligadas na rede da ilha de Santiago.

Ao contrário do cenário C2, neste estudo pretendeu-se avaliar o comportamento da rede perante a necessidade de utilizar ao máximo as centrais eólica e solar fotovoltaica, permitindo assim analisar o apoio que estas dão à cobertura da carga ligada à rede, bem como verificar o funcionamento da rede tendo energia renovável como sua base principal de geração de energia.

Na Figura 33 é ilustrado o caso para o cenário de ponta dos diagramas de carga.

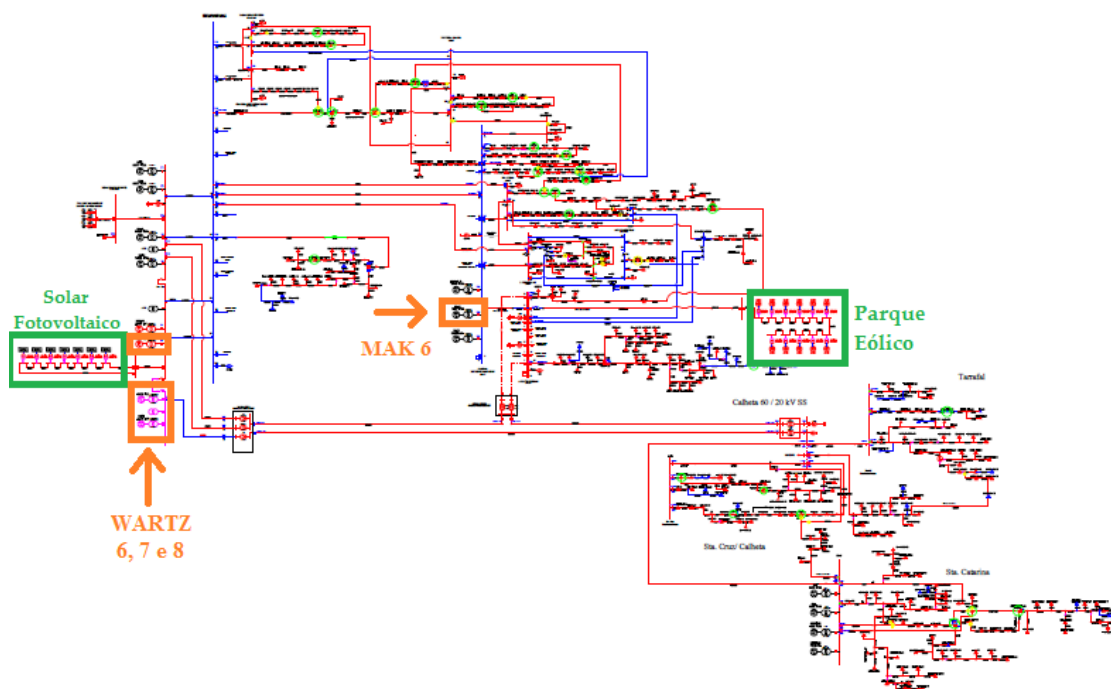


Figura 33 - Esquema Unifilar da Rede Elétrica da ilha de Santiago (topologia), com identificação da geração em uso para o cenário C5

Para este cenário regista-se um total de 47,6MW de potência ativa instalada, que cobre o total de carga de ponta de 46,6953MW referido nos cenários anteriores.

4.3 Critérios de Planeamento

Existem critérios essenciais que garantem a qualidade da energia elétrica produzida. Um desses critérios passa por manter constantes a frequência (50Hz) e tensão (220V em Cabo Verde), em especial a frequência pois esta é a responsável pelo equilíbrio entre produção e consumo de potência ativa [19]. Já a tensão depende do trânsito de potência na rede, contudo a sua gama de valores deverá sempre ser mantida entre $\pm 5\%$ ([23]).

Para além destes, os critérios de exploração que foram utilizados foram os que se encontram em vigor na REN/EDP Distribuição, segundo [23] e [24].

Outro critério que se manteve ao longo do estudo provém de o fato da capacidade/carga exigida à rede ser mantida ao longo do ano, segundo a Electra, não se fazendo para este estudo uma distinção entre estações do ano (Verão, Inverno).

Dado o comportamento de um SEE diferir ao longo do tempo após situações de estímulo ou perturbação, dois tipos principais de análise são fundamentais para o seu estudo, cada um com a respetiva modelização específica do sistema para os suportar. Tratam-se da análise em estado estacionário, em regime permanente de operação, e da análise dinâmica, em regime transitório no período de evolução do estado do sistema após alguma perturbação. Esta dissertação baseia-se no regime permanente, não sendo feita qualquer tipo de análise ao regime transitório sendo esta uma sugestão para trabalho futuro.

Em regime permanente, assume-se que todas as variações transitórias das grandezas após uma perturbação já desapareceram e que o estado do sistema permanece inalterado, com equilíbrio entre carga e geração e consequentemente uma frequência constante, como mencionado no primeiro parágrafo. A principal ferramenta de análise do sistema em regime permanente de operação é a análise de trânsito de potência (consultar capítulo 4.1), focando-se no cálculo das tensões e trânsitos de potência por toda a rede.

Os estudos de trânsito de energia observarão os limites de aceitabilidade de tensão, em regime normal de operação (N) e em regime de contingência (N-

1), para os vários cenários considerados e para as contingências selecionadas para o estudo.

4.3.1 Regime Normal (N)

Neste regime são considerados todos os elementos disponíveis (linhas e transformadores) ligados, não devendo nenhum elemento estar sujeito a qualquer sobrecarga.

A Tabela 7 seguinte apresenta os valores percentuais de aceitabilidade de carga utilizados pela REN ([23]), e utilizados para o estudo deste regime normal de funcionamento.

Tabela 7 - Limites de aceitabilidade de carga para 'N', em % dos valores nominais

Regime 'N'	
Linhas	Transformadores
100%	100%

4.3.2 Regime de Contingência (N-1)

A análise de contingências de um SEE deve determinar as consequências da interrupção de um ramo (linha ou transformador) no trânsito de potência, tendo como objetivo perceber se e como é que o sistema reage à falha de modo a continuar em operação, e garantir o serviço aos consumidores.

Pode realizar-se o cálculo do trânsito de energia, estudando a falha de cada ramo individual da rede, contudo para redes de maior porte como é o caso da rede elétrica da ilha de Santiago, esse processo torna-se pesado. Para o estudo presente nesta dissertação foi feita a identificação das contingências necessárias avaliar, chegando-se à lista presente em 5.2.

Foi considerado para este estudo que em regime de contingência (N-1) as linhas possuem uma capacidade de sobrecarga de 5% acima da sua potência nominal (limite de aceitabilidade de carga de 105%), apesar da Tabela 8 apresentar o valor típico. Para além disso, relativamente aos transformadores, neste estudo considerou-se um limite de aceitabilidade de carga igual ao do regime N por ape-

nas se considerarem 4 transformadores (TSM1, TSM2, TSC1 e TSC2) para o processo de regulação de tensões, tendo-se também assim uma percepção mais conservadora sobre a rede.

A Tabela 8 seguinte apresenta os valores percentuais de aceitabilidade de carga utilizados pela REN ([23]) para o estudo do regime de contingência.

Tabela 8 - Limites de aceitabilidade de carga para 'N-1', em % dos valores nominais

Regime 'N-1'	
Linhas	Transformadores
120%	105%

Diagnóstico da Rede

O presente capítulo refere os diagnósticos de cada cenário operacional, avaliando os resultados extraídos da ferramenta usada (PSS/E) quantitativa e qualitativamente, tendo em conta os regimes de funcionamento.

Nesta fase de diagnóstico, apresentam-se também as contingências consideradas relevantes para testar o bom funcionamento da rede, bem como uma breve análise de curto-circuitos.

5.1 Regime Normal (N)

Neste tópico apresentam-se os diagnósticos feitos à rede em regime normal, isto é, sem falha de qualquer equipamento, tendo por base os critérios apresentados no ponto 4.3.1 deste documento.

Para este regime, a simulação foi realizada fixando certos valores para os geradores e tomadas dos transformadores *a priori*. Isto é, para as simulações efetuadas para este regime, por norma os geradores que se encontram ligados à rede possuem valores de tensão configurada ($V_{Schedule}$) de 1,03pu (26kV).

5.1.1 C1: Cenário Base

Para este primeiro cenário estudado em N não se verificaram qualquer tipo de problemas na rede, quer a nível de tensões, quer a nível de sobrecargas.

No entanto, a tensão especificada para os geradores de Gamboa foi colocada com 1,02pu e de Santa Catarina com 1,01pu, para mitigar possíveis problemas de tensão nessas zonas.

5.1.2 C2: Minimização do Uso de Energia Renovável

Neste cenário sem uso de energia renovável, não se verificou qualquer tipo de sobrecarga na simulação. Contudo para a ocasião de ponta, ao contrário do que acontece para vazio onde não se encontram quaisquer problemas, encontraram-se problemas de tensão nas zonas de São Domingos e Calheta.

Para normalizar estas tensões e colocá-las dentro do limite de tensão entre 0,95 e 1,05pu considerado e mencionado anteriormente (ver capítulo 4.3), colocaram-se os transformadores da subestação de São Filipe, TSM1 e TSM2, com a tomada em 1,06pu, tendo sido atribuídos os valores de 1,03pu e 1,04pu aos transformadores da subestação de Calheta, TSC1 e TSC2, respetivamente.

5.1.3 C3: Maximização do Uso de Energia Eólica

Para este cenário operacional onde se estuda o funcionamento da rede utilizando toda a potência de energia eólica instalada, também não se verificaram problemas de sobrecarga. No entanto, para a ocasião de ponta, ao contrário do que acontece para vazio onde não se encontram quaisquer problemas, encontraram-se problemas de tensão nas zonas de São Domingos, Santa Catarina e Santa Cruz.

Para normalizar estas tensões e colocá-las dentro do limite de tensão entre 0,95 e 1,05pu considerado, colocaram-se os transformadores da subestação de São Filipe (TSM1 e TSM2) e da subestação de Calheta (TSC1 e TSC2) com a tomada em 1,03pu.

5.1.4 C4: Maximização do Uso de Energia Solar Fotovoltaica

Neste cenário estudado onde se utiliza a potência instalada de energia solar fotovoltaica ao máximo, não se verificaram quaisquer problemas de sobrecarga aquando a sua simulação. Este cenário operacional apenas é testado em ponta como consequência dos diagramas de carga, tendo sido, contudo, encontrados problemas de tensão nas zonas de São Domingos.

Para normalizar estas tensões e colocá-las dentro do limite de tensão entre 0,95 e 1,05pu considerado e mencionado anteriormente (ver capítulo 4.3), colocaram-se os transformadores da subestação de São Filipe, TSM1 e TSM2, com a tomada em 1,06pu, tendo sido atribuídos os valores de 1,02pu e 1,08pu aos transformadores da subestação de Calheta, TSC1 e TSC2, respetivamente.

5.1.5 C5: Maximização do Uso de Energia Renovável

Para terminar o estudo da rede em N, foi simulado o funcionamento da rede utilizando o máximo das potências instaladas de energia renovável, não tendo sido verificados quaisquer tipos de problemas de sobrecarga nas linhas.

No entanto, verificaram-se alguns problemas de tensão na rede nomeadamente nas zonas de Santa Catarina, Calheta, Tarrafal e Praia Rural.

5.2 Regime de Contingência (N-1)

Neste tópico apresentam-se os diagnósticos feitos à rede em regime de contingência, tendo por base os critérios apresentados no ponto 4.3.2 deste documento.

Para o estudo de contingências nesta dissertação, e como mencionado no ponto 4.3.2, foram identificados os ramos considerados importantes para a rede e que necessitem de ser monitorizados. Os ramos estudados como contingências foram os seguintes, apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Lista de contingências estudadas

From Bus		To Bus		UN (kV)
7	Bar_Central1	25	PDistrib	20
7	Bar_Central1	25	PDistrib	20
8	Bar_Central2	25	PDistrib	20
8	Bar_Central2	25	PDistrib	20
7	Bar_Central1	18	TSP1	20
7	Bar_Central1	19	TSP2	20
395	LemFer1	25	PDistrib	20
154	Fazenda1	25	PDistrib	20
208	TSM1	210	SSFilipe	20
209	TSM2	210	SSFilipe	20
21	Barra AT 1	207	Barra AT 3	60
22	Barra AT 2	540	TSC2	60
207	Barra AT 3	539	TSC1	60

De forma simplificada, as contingências passam pelos ramos que ligam os barramentos da central de Palmarejo ao posto de seccionamento (PS) de Palmarejo responsável pela distribuição da energia para os vários ramos, e à SS de Palmarejo, nomeadamente aos transformadores TSP1 e TSP2 que preparam a energia para transporte a 60kV pela linha de alta tensão que liga a SS de Palmarejo à SS de São Filipe.²

As contingências passam, também, pelos ramos que ligam o PS de Palmarejo aos postos de transformação e seccionamento (PTS) de Lem Ferreira e Fazenda situados na zona de Gamboa.³

² Ligações 7-25; 8-25; 7-18; 7-19 na Tabela 9.

³ Ligações 395-25; 154-25 na Tabela 9.

Relativamente a subestações, estudaram-se também as contingências referentes aos ramos que ligam os transformadores TSM1 e TSM2 da SS de São Filipe (responsáveis pela transformação da energia para transporte em alta tensão até Calheta), à nova SS em Achada de São Filipe.⁴

Por fim, as três linhas que transportam energia a 60kV do sul ao norte da ilha, e que ligam as subestações de Palmarejo, São Filipe, e Calheta, foram também tidas em conta para o estudo de contingências.⁵

Para este regime, e tal como para o regime normal, a simulação foi realizada fixando certos valores para os geradores e tomadas dos transformadores *a priori*. Isto é, para as simulações efetuadas para este regime, por norma os geradores que se encontram ligados à rede e os transformadores possuem valores de tensão (*VSchedule*) e de posição de tomada (*Winding Ratio 1*) configurados por princípio com os valores que se estabeleceram para o regime N após o seu estudo.

5.2.1 C1: Cenário Base

Para este primeiro cenário estudado em N-1 não se verificaram qualquer tipo de problemas na rede durante a sua simulação, quer a nível de tensões, quer a nível de sobrecargas, para qualquer uma das contingências apresentadas na Tabela 9.

Conclusão:

Este cenário com geração a meia carga não revela qualquer problema a nível de sobrecargas nas linhas ou passagem dos limites de tensões nos barramentos.

5.2.2 C2: Minimização do Uso de Energia Renovável

Neste cenário sem uso de energia renovável, não se verificou qualquer tipo de sobrecarga nas linhas ou problemas de tensão na rede para qualquer uma das contingências estudadas, para um cenário em vazio.

⁴ Ligações 208-210; 209-210 na Tabela 9.

⁵ Ligações 21-207; 22-540; 207-539 na Tabela 9.

Para a ocasião de ponta, ao contrário do que acontece para vazio, encontraram-se sobrecargas em Tarrafal durante a simulação da contingência na linha de alta tensão que liga a SS de Palmarejo à SS de Calheta (ligação dos barramentos 22 a 540 na Tabela 9). Para solucionar este problema proveniente da falha desta linha, considerou-se um valor de 1,045pu (*VSchedule*) a todos os geradores ligados na rede, assim como se atribuíram os valores de 1,05pu à *Winding Ratio 1* do transformador TSC1 da SS de Calheta, e 1,02pu aos transformadores da SS de São Filipe (TSM1 e TSM2) e ao restante da SS de Calheta (TSC2).

Ainda em ponta verificaram-se, também, problemas de tensão em caso de falha de algumas das linhas nomeadas para este estudo de contingências.

Para a contingência das linhas que ligam a central de Palmarejo à SS do mesmo local (ligação dos barramentos 7 a 18 e 7 a 19 na Tabela 9) os problemas de tensão surgem na zona de São Domingos, tendo sido necessário colocar os geradores ligados à rede com valor de 1,04pu (*VSchedule*) para normalizar as tensões e colocá-las dentro do limite definido.

Na contingência das linhas que ligam os barramentos 395 a 25 e 154 a 25 (consultar Tabela 9), notaram-se problemas de tensão na zona de São Domingos, assim como no barramento do transformador da SS de Calheta, TSC1. Para solucionar tal problema normalizando os valores de tensão, colocaram-se os transformadores da SS de Calheta (TSC1 e TSC2) com os valores de *Winding Ratio 1* de 1,02pu e 1,06pu, respetivamente.

Para a contingência na linha que liga os barramentos 208 a 210 (consultar Tabela 9) verificaram-se problemas de tensão na zona de São Domingos, o que levou a que a *Winding Ratio 1* dos transformadores da SS de Calheta fosse configurada para valores de 1,01pu e 1,06pu para TSC1 e TSC2 respetivamente, para normalizar as tensões na zona problemática.

Continuando a verificar contingências, notou-se que no caso de falha da linha que liga os barramentos 209 a 210 (ver Tabela 9) existem problemas de tensão novamente na zona de São Domingos. Para esta ocasião, os transformadores da SS de São Filipe, TSM1 e TSM2, também tiveram que ser modificados para valores de 1,08pu assim como o transformador TSC2 da SS de Calheta também foi configurado com o valor de 1,06pu.

Estudando a contingência na linha de alta tensão que liga os barramentos 21 a 207 (consultar Tabela 9), notaram-se problemas de tensão nas zonas de Santa Catarina, Santa Cruz, e São Domingos, havendo a necessidade de colocar os geradores ligados à rede com valor de 1,045pu (*VSchedule*) para normalizar as tensões e colocá-las dentro do limite definido. Para além desse ajuste, os transformadores da SS de São Filipe (TSM1 e TSM2) viram os seus valores de *Winding Ratio 1* ajustados para 1,04pu e os da SS de Calheta (TSC1 e TSC2) para 1,02pu.

Analizando a contingência da linha de alta tensão que liga os barramentos 22 a 540 (ver dados da Tabela 9), notou-se que caso existisse falha desta linha os problemas de tensão se propagam pelas zonas de Santa Catarina, Santa Cruz, São Domingos, Tarrafal e Calheta, sendo necessário colocar os geradores ligados à rede com valor *VSchedule* de 1,045pu, assim como se colocaram os valores de *Winding Ratio 1* dos transformadores TSM1, TSM2 e TSC2 a 1,02pu, e 1,05pu para o transformador TSC1.

Por fim, para a última contingência estudada que se trata da linha de alta tensão que liga os barramentos 207 a 539 (consultar Tabela 9) verificaram-se problemas de tensão nas zonas de Santa Catarina e Santa Cruz, sendo estes problemas facilmente solucionados colocando o valor de *Winding Ratio 1* do transformador TSC2 da SS de Calheta a 1,07pu.

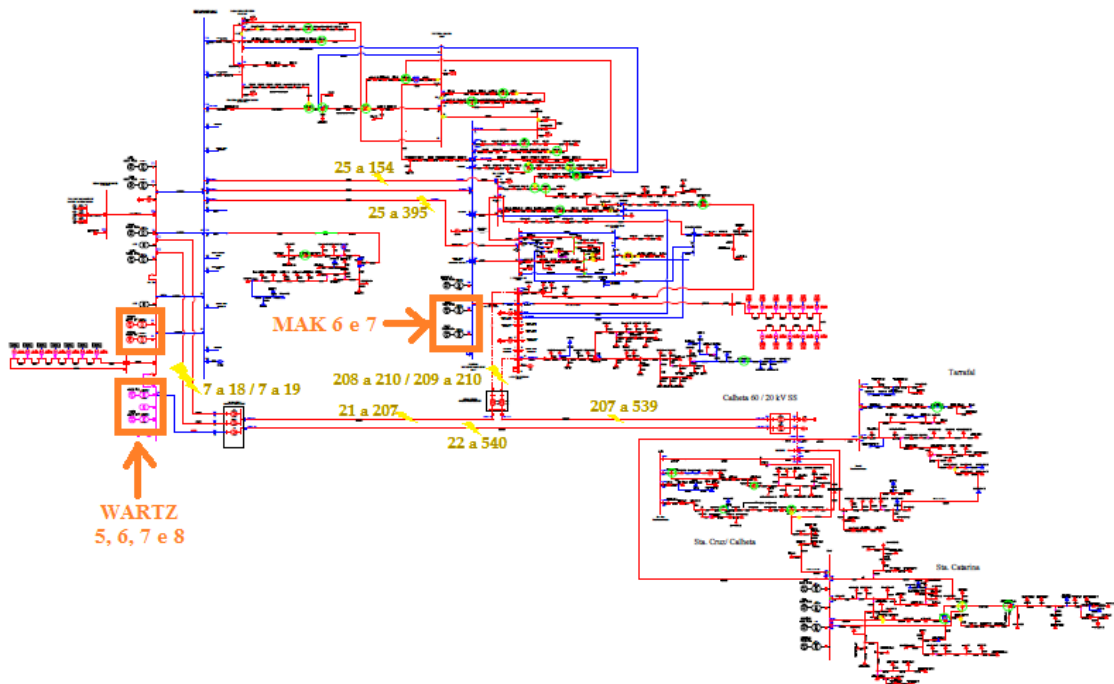


Figura 34 - Esquema Unifilar da Rede para cenário C2 em ponta, e respetivas contingências

Conclusão:

Também com o apoio da Figura 34, conclui-se que para um cenário de carga em vazio, não surgem quaisquer tipos de problemas a nível de sobrecargas e limites de tensão nos barramentos. Contudo, para um cenário de ponta, as linhas cuja falha mais conflitos causa na rede são as linhas de alta tensão como se esperava, em especial a linha entre os barramentos 22 e 540. No entanto, face aos problemas mencionados, facilmente se solucionam estes conflitos modificando os valores de certas variáveis nos equipamentos da rede (geradores e transformadores).

5.2.3 C3: Maximização do Uso de Energia Eólica

Para este cenário operacional onde se estuda o funcionamento da rede utilizando toda a potência de energia eólica instalada, não foram verificados quaisquer problemas de sobrecarga. No entanto, para a ocasião de ponta, ao contrário do que acontece para vazio onde não se encontram quaisquer tipos de problemas, encontraram-se problemas de tensão para duas das contingências estudadas.

No caso de falha da linha de alta tensão que proporciona a ligação dos barramentos 22 a 540 (consultar a Tabela 9), notaram-se problemas de tensão nas zonas de Tarrafal, Calheta, Santa Catarina e Santa Cruz. Para normalizar estas tensões e colocá-las dentro do limite de tensão considerado e mencionado anteriormente neste capítulo e no capítulo 4.3, ligaram-se os geradores com valor *VShedule* de 1,04pu, assim como se colocaram os transformadores da subestação de São Filipe (TSM1 e TSM2) e da subestação de Calheta (TSC2) com valor de *Winding Ratio 1* de 1,02pu, e 1,08pu no restante transformador da SS de Calheta (TSC1).

Para a segunda falha estudada, que se trata da linha de alta tensão que liga os barramentos 207 a 539 (consultar Tabela 9) verificaram-se problemas de tensão nas zonas de Santa Catarina e Santa Cruz, sendo estes problemas facilmente solucionados colocando o valor de *Winding Ratio 1* do transformador TSC2 da SS de Calheta a 1,07pu.

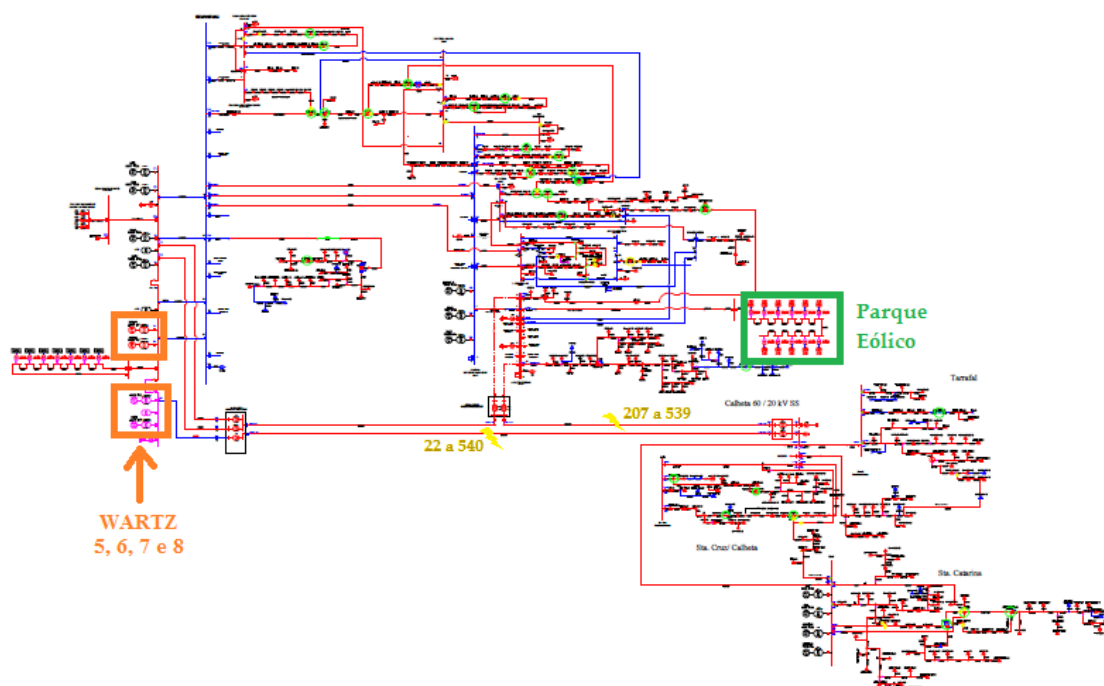


Figura 35 - Esquema Unifilar da Rede para o cenário C3 em ponta, e respectivas contingências

Conclusão:

Conclui-se que num cenário de carga em vazio não existem problemas de sobrecarga nas linhas ou de tensões nos barramentos. Relativamente a um cenário de ponta, e com apoio da Figura 35, para o uso deste tipo de energia renovável na ilha de Santiago são poucos os conflitos que poderão ocorrer em caso de falha de alguma das linhas consideradas para o estudo de contingências, sendo que aqueles que realmente ocorrem podem facilmente ser solucionados modificando as configurações dos equipamentos ligados à rede (transformadores e geradores).

5.2.4 C4: Maximização do Uso de Energia Solar Fotovoltaica

Neste cenário estudado onde se utiliza a potência instalada de energia solar fotovoltaica ao máximo, e onde apenas se estuda o seu funcionamento em ponta, encontraram-se problemas para todas as contingências estudadas exceto na linha de alta tensão que liga os barramentos 207 a 539 (ver Tabela 9).

Encontraram-se sobrecargas em Tarrafal durante a simulação da contingência na linha de alta tensão que liga a SS de Palmarejo à SS de São Filipe (liga-

ção dos barramentos 21 a 207 na Tabela 9). Para solucionar este problema proveniente da falha desta linha, deu-se um valor de 1,045pu (*VSchedule*) a todos os geradores ligados na rede, assim como se atribuíram os valores de 1,04pu à *Winding Ratio 1* dos transformadores da SS de São Filipe (TSM1 e TSM2).

Verificaram-se, também, problemas de tensão em caso de falha das restantes linhas nomeadas para este estudo de contingências.

Em caso de falha de cada uma das duas linhas separadas responsáveis pela ligação dos barramentos 7 a 25 (consultar Tabela 9), surgem problemas de tensão na zona de São Domingos que apenas são solucionados colocando o valor *Winding Ratio 1* do transformador da SS de Calheta, TSC1, a 1,01pu.

Quando existe a falha de cada uma das duas linhas separadas que facultam a ligação dos barramentos 8 a 25 (ver Tabela 9), verificam-se problemas de tensão também na zona de São Domingos sendo necessário modificar os valores de *Winding Ratio 1* dos transformadores da SS de Calheta, TSC1 e TSC2, para 1,0pu e 1,1pu respetivamente.

Para a contingência das linhas que ligam a central de Palmarejo à SS do mesmo local (ligação dos barramentos 7 a 18 e 7 a 19 na Tabela 9), os problemas de tensão surgem na zona de São Domingos mas também no próprio barramento do transformador TSC1 da SS de Calheta. Foi, então, necessário colocar os geradores ligados à rede com valor de 1,04pu (*VSchedule*) para normalizar as tensões e colocá-las dentro do limite definido.

Esta solução foi também utilizada para as simulações de contingências nas linhas que ligam os barramentos 395 a 25, 154 a 25, 208 a 210, e 209 a 210 (consultar Tabela 9) pois em caso de falha de qualquer uma destas linhas verificaram-se problemas de tensão na zona de São Domingos.

Estudando a contingência na linha de alta tensão que liga os barramentos 21 a 207 (consultar Tabela 9), notaram-se problemas de tensão nas zonas de Santa Catarina, Santa Cruz, São Domingos, e Tarrafal, havendo a necessidade de colocar os geradores ligados à rede com valor de 1,045pu (*VSchedule*) para normalizar as tensões e colocá-las dentro do limite definido. Para além desse ajuste, os transformadores da SS de São Filipe (TSM1 e TSM2) viram os seus valores de *Winding Ratio 1* ajustados para 1,04pu.

Por último, analisando a contingência da linha de alta tensão que liga os barramentos 22 a 540 (ver dados da Tabela 9), notou-se que caso existisse falha desta linha os problemas de tensão se propagam pelas zonas de Santa Catarina, Santa Cruz, São Domingos, Tarrafal e Calheta, sendo necessário colocar os geradores ligados à rede com valor $V_{Schedule}$ de 1,047pu, assim como se colocaram os valores de $Winding\ Ratio$ 1 dos transformadores TSM1, TSM2 e TSC2 a 1,0pu, e 1,04pu para o transformador TSC1 restante.

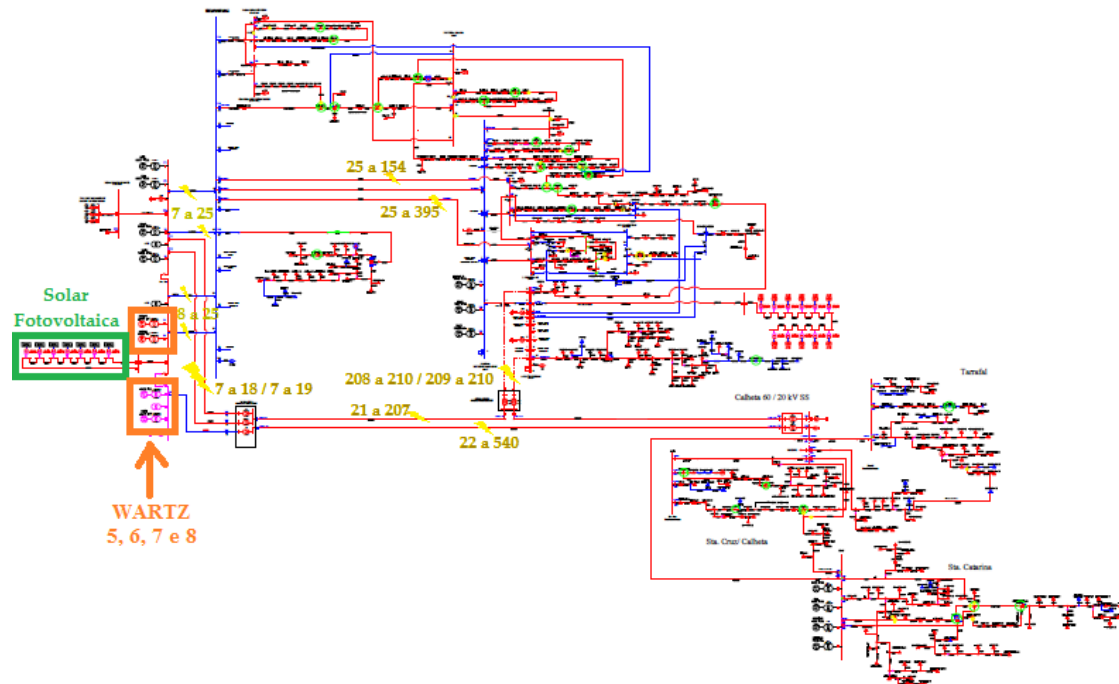


Figura 36 - Esquema Unifilar da Rede para o cenário C4, e respectivas contingências

Conclusão:

Usando também a Figura 36 como apoio, conclui-se que este cenário é aquele que mais conflitos causa na rede, pois para todas as contingências consideradas, exceto uma, existiu um problema de tensão. As linhas cuja falha mais problemas geram na rede são as linhas de alta tensão como se esperava, com a exceção da linha de alta tensão que liga a SS de São Filipe à SS de Calheta (barramentos 207 a 539). No entanto, face aos problemas mencionados, facilmente se solucionam estes conflitos modificando os valores de certas variáveis nos equipamentos da rede (geradores e transformadores), sempre respeitando os limites da regulação dos transformadores em causa (entre 0,835pu e 1,105pu), bem como os limites de tensão (entre 0,95pu e 1,05pu) mencionados ao longo deste documento.

5.2.5 C5: Maximização do Uso de Energia Renovável

Para terminar o estudo da rede em N-1, foi simulado o funcionamento da rede utilizando o máximo das potências instaladas de energia renovável, tanto solar fotovoltaica como eólica, não tendo sido verificados quaisquer tipos de problemas de sobrecarga nas linhas. No entanto, para a ocasião de ponta, encontraram-se problemas de tensão para duas das contingências estudadas.

No caso de falha da linha de alta tensão que proporciona a ligação dos barramentos 22 a 540 (consultar a Tabela 9), notaram-se problemas de tensão nas zonas de Tarrafal, Santa Catarina e Santa Cruz. Para normalizar estas tensões e colocá-las dentro do limite de tensão considerado e mencionado anteriormente neste capítulo e no capítulo 4.3, colocaram-se os transformadores da subestação de São Filipe (TSM1 e TSM2) com valor de *Winding Ratio 1* de 1,04pu, e da subestação de Calheta coloram-se as tomadas dos transformadores TSC1 e TSC2 com valores de 1,08pu e 1,02pu respetivamente.

Para a segunda falha estudada, que se trata da linha de alta tensão que liga os barramentos 207 a 539 (consultar Tabela 9) verificaram-se problemas de tensão também nas zonas de Tarrafal, Santa Catarina e Santa Cruz, sendo estes problemas facilmente solucionados colocando o valor de *Winding Ratio 1* do transformador TSC1 da SS de Calheta a 1,02pu, e os restantes da SS de Calheta e SS de São Filipe (TSC2, TSM1 e TSM2) com valor de 1,04pu.

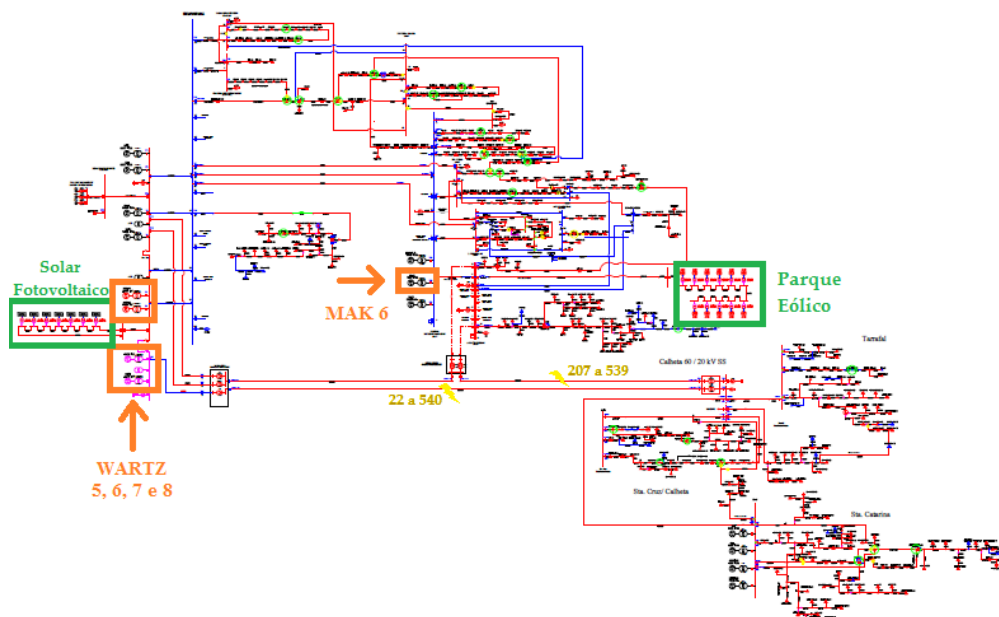


Figura 37 - Esquema Unifilar da Rede para o cenário C5, e respetivas contingências

Conclusão:

Também com o apoio da Figura 37, conclui-se que utilizando ambos os tipos de energia renovável na ilha de Santiago, são poucos os conflitos que poderão ocorrer em caso de falha de alguma das linhas consideradas para o estudo de contingências, podendo aqueles que realmente ocorrem ser facilmente ser solucionados modificando as configurações dos equipamentos ligados à rede (transformadores e geradores).

5.3 Cálculo de Curto-Circuitos

A simulação de curto-circuitos (CC) em determinadas zonas de uma rede elétrica tem uma grande importância para o planeamento da mesma, pois se pode estudar quais as consequências previstas no seu funcionamento, podendo-se posteriormente elaborar planos de contingência e proceder a mais alterações necessárias para garantir a contínua atividade da rede.

Aqui pretende-se fazer uma breve descrição do cálculo feito, apresentando o seu tipo e os dados tidos em conta para o estudo, assim como se explica como foi elaborada a simulação, tirando também algumas conclusões sobre os resultados obtidos.

5.3.1 Critérios, Tipo e Cálculo

Um curto-circuito representa uma mudança na estrutura da rede, devido à ocorrência de um defeito, que tem como consequência a passagem de corrente com níveis superiores aos normais num circuito (troço) cuja impedância diminuiu abruptamente.

Num SEE, a grande maioria dos CC ocorrem nas linhas aéreas, como é o caso das linhas na rede da ilha de Santiago em especial as de alta tensão, devido ao fato de estas estarem mais expostas ao meio ambiente e aos seus fenómenos climatéricos tais como descargas atmosféricas que provocam a passagem de elevadas correntes nas linhas. Apesar de este fenómeno não ser comum em Cabo Verde, existem outros como embate de aves ou ramos de árvores que podem também despoletar CC nas linhas. (adaptado de [19])

Por estas razões, e por não ter existido acesso a dados homopolares da rede elétrica da ilha de Santiago, nesta dissertação foram apenas estudadas as correntes de curto-circuito trifásicas simétricas, tendo sido escolhido apenas o nível de alta tensão (60kV) da rede.

Relativamente ao tipo de curto-circuito, o estudo elaborado para esta dissertação desenvolveu-se em torno de uma breve análise de curto-circuitos trifásicos simétricos.

Um CC trifásico afeta as três fases do sistema da mesma forma, e designa-se simétrico pelo fato da impedância no defeito ser igual em todas as fases.[19]

O cálculo das correntes de curto-circuito, pode ser resumido pelos seguintes passos (adaptado de [19]):

- Dados dos barramentos, geradores e ramos;
- Proceder ao trânsito de potência;
- Modificar a matriz das admitâncias nodais para a sequência direta;
- Cálculo das impedâncias direta;
- Cálculo das correntes e potências de curto-circuito;
- Cálculo das contribuições dos ramos na vizinhança da zona em causa;
- Repetir para a totalidade dos barramentos da rede em estudo.

5.3.2 Dados e Simulação

O cálculo de CC deve ser efetuado para todos os barramentos da rede elétrica, em especial numa rede como a da ilha de Santiago onde as linhas são todas aéreas.

Através dos dados dos barramentos considerados foi possível utilizar a ferramenta (*PSS/E*) para efetuar o cálculo de CC para todos os cenários operacionais.

As correntes de curto-circuito podem chegar a atingir valores bastantes elevados, o que pode causar dano nos equipamentos da rede e ligados à rede. Consequentemente, é necessário cortar a ligação ao troço danificado de forma rápida utilizando equipamentos desenvolvidos para o efeito.

Para tal, é necessário dimensionar as características de equipamentos como disjuntores e relés, para que estes atuem de forma imediata. É necessário conhecer as tensões na vizinhança, assim como os tipos de cabos para que se saiba quais os valores das correntes máximas de CC que suportam, para que se possa testar a rede e proceder às alterações necessárias para garantir o funcionamento da rede sem problemas.

5.3.3 Resultados e Conclusão

Após a simulação do cálculo de CC aplicado aos barramentos das linhas de alta tensão para cada cenário operacional tido em conta neste estudo, foram obtidos os seguintes valores de correntes de CC apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Saídas do Cálculo de Curto-Circuitos, aplicado aos barramentos das linhas de alta tensão para cada cenário

		Cenários Operacionais Típicos							
		C1 (A)		C2 Ponta (A)		C2 Vazio (A)		C3 Ponta (A)	
Bus Number	Barramento	RE	IM	RE	IM	RE	IM	RE	IM
21	Barra AT 1	524.7	-3681.4	172.1	-2006.0	50.3	-986.1	2203.6	-85.3
22	Barra AT 2	169.8	-2807.4	56.2	-1725.4	14.6	-921.4	1782.8	-87.5
207	Barra AT 3	527.4	-3987.8	184.2	-2081.4	54.6	-1003.3	2307.2	-85.9
539	TSC1	870.3	-2630.0	378.4	-1638.5	118.1	-895.7	1811.4	-76.7
540	TSC2	510.6	-2183.5	253.8	-1454.4	84.6	-842.7	1516.8	-79.5
		Cenários Operacionais Típicos							
		C3 Vazio (A)		C4 (A)		C5 (A)		Icc Max (A)	
Bus Number	Barramento	RE	IM	RE	IM	RE	IM	RE	IM
21	Barra AT 1	83.5	-1217.5	226.0	-2081.0	230.0	-2470.2	2203.6	-85.3
22	Barra AT 2	69.6	-1034.4	67.1	-1812.7	98.1	-1965.3	1782.8	-87.5
207	Barra AT 3	63.8	-1255.1	255.5	-2157.3	212.3	-2602.4	2307.2	-85.9
539	TSC1	169.6	-1082.6	432.7	-1671.6	501.8	-1926.6	1811.4	-76.7
540	TSC2	136.5	-933.7	283.8	-1508.0	325.8	-1614.1	1516.8	-79.5

Para cada barramento foi calculada uma corrente de CC máxima, correspondente a um cenário. Pode observar-se pela Tabela 10 que a corrente de CC máxima em cada barramento das linhas de alta tensão acontece para o cenário com maximização da energia eólica em cenário de carga em ponta (C3 Ponta).

O condutor que constitui as linhas de alta tensão que ligam estes barramentos, é uma variante do alumínio (aster) com uma seção de 228 mm², que segundo a informação dos parâmetros dos condutores utilizados para a construção da rede permite uma corrente de 660A.

O poder de corte, estipulado em curto-circuito, de disjuntores que atuam em linhas que permitam este valor de corrente, e nestes níveis de tensão (60kV) segundo documentação da EDP [25], é de 16kA.

Tabela 11 - Valores das correntes de curto-circuito, em Ampére, para os barramentos das linhas de alta tensão de cada cenário

Bus Number	Barramento	Cenários Operacionais Típicos							Icc Max (A)
		C1 (A)	C2 (A)	C2 (A)	C3 (A)	C3 (A)	C4 (A)	C5 (A)	
21	Barra AT 1	3718.6	2013.4	987.4	2205.2	1220.4	2093.2	2480.9	3718.6
22	Barra AT 2	2812.5	1726.3	921.5	1784.9	1036.7	1813.9	1967.7	2812.5
207	Barra AT 3	4022.5	2089.5	1004.8	2308.8	1256.7	2172.4	2611.0	4022.5
539	TSC1	2770.3	1681.6	903.5	1813.0	1095.8	1726.7	1990.9	2770.3
540	TSC2	2242.4	1476.4	846.9	1518.9	943.6	1534.5	1646.7	2242.4

Consequentemente, e observando a Tabela 11, pode concluir-se que os equipamentos instalados na rede apresentam as características necessárias para atuarem em qualquer dos casos analisados.

Conclusões e Discussões

Este capítulo apresenta as principais conclusões sobre a análise e modelização da rede elétrica da ilha de Santiago elaboradas neste estudo.

Sugerem-se também algumas direções para possíveis trabalhos que poderão ser desenvolvidos no futuro, tendo por base o estudo elaborado para esta dissertação.

6.1 Conclusão

O trabalho realizado na presente dissertação começou com um levantamento das principais características da Ilha de Santiago, quer as mencionadas no capítulo 2 referentes à situação económica e energética, quer as mencionadas no capítulo 3 referentes aos elementos que constituem a rede.

Foi nesta base que foi desenvolvido um modelo da rede elétrica, tendo em consideração o estado atual e o planeamento idealizado para um horizonte de curto prazo (2014-2016).

Relativamente à rede elétrica da ilha de Santiago, para além da potência instalada de 14,4MW de energia renovável distribuída por uma central solar fotovoltaica de 5MW e central eólica de 9,4MW, existem também cerca de 86MW de potência instalada através de centrais térmicas a *diesel*, sendo que o principal centro de produção se encontra em Palmarejo com capacidade instalada de cerca de 70MW. Para melhor distribuição da energia pelos vários concelhos da ilha, a rede conta também com linhas de alta tensão de 60kV que constituem a ligação de Palmarejo (sul) a Calheta (norte).

O setor elétrico é um dos setores de maior importância em Cabo Verde, sendo a sua exploração das mais dispendiosas devido à necessária importação de combustível para o arquipélago, vindo como consequência perdas de energia produzida de 37%. Por estas razões, e por se situar numa zona de condições ambientais favoráveis, existe uma maior aposta na utilização de energia renovável existindo o objetivo de se atingir os 50% de energia renovável no arquipélago.

Numa fase posterior e tendo em vista os objetivos principais desta dissertação, foram feitas simulações do trânsito de energia em regime normal (N) e em regime de contingência (N-1) para um conjunto de cenários típicos de exploração da rede, e avaliados tendo em consideração critérios de operação e planeamento de redes empregues pelos operadores de rede.

Foi possível concluir que a rede estudada não apresenta problemas de sobrecarga ou tensão que não possam ser controlados pelos elementos que a constituem, tanto para o regime normal (N) como para o regime de contingência (N-

1). Foram identificados problemas de tensão na ilha para alguns cenários, nomeadamente para os cenários de maximização de uso de energia solar fotovoltaica (C4) e cenário sem uso de energia renovável (C2), e principalmente para cenário de carga de ponta, contudo estes problemas foram mitigados mediante aplicação otimizada e coordenada de tomadas de transformadores localizados em nas SS de São Filipe e de Calheta, e também por configuração dos geradores ligados na rede para cada cenário.

Adicionalmente, após um breve estudo de curto-circuitos, conclui-se também que a rede se encontra bem equipada para atuar em casos de curto-circuito nas linhas de alta tensão da rede, mencionadas anteriormente.

A longo prazo são esperadas mais evoluções na rede elétrica da Ilha de Santiago, particularmente em termos de energia renovável, pelo que o trabalho efetuado para esta dissertação poderá servir de apoio para melhor se perceber o funcionamento esperado da rede referida, bem como de base para a elaboração de trabalhos adicionais a desenvolver no futuro, apresentados como sugestão no ponto seguinte.

6.2 Trabalho Futuro

Perante o modelo estudado e os resultados obtidos através das simulações feitas à rede elétrica, surge a possibilidade de serem elaborados trabalhos no futuro que melhorem a visão tida sobre o modelo da rede da Ilha de Santiago estudado nesta dissertação. Além disso, os métodos e a estrutura utilizados para elaborar esta dissertação podem ser aplicados para estudos semelhantes noutras ilhas do arquipélago de Cabo Verde.

São de seguida sugeridos quatro tópicos que poderão dar continuidade ao trabalho presente nesta dissertação, ou mesmo inová-lo, ou utilizá-lo noutros conceitos.

- **Estudo de Estabilidade Estática e Dinâmica**

Para determinadas condições de funcionamento define-se um Sistema Elétrico de Energia como estável se existir a capacidade de o sistema voltar a uma forma estável de funcionamento depois de ter sofrido uma perturbação.[26]

Os estudos de estabilidade pretendem, principalmente, verificar qual o comportamento das máquinas após o sistema sofrer perturbações. Essas perturbações podem passar por alterações nos consumos e nos diagramas de carga, assim como podem ser a perda de serviço de uma linha na rede ou um curto-circuito nas linhas, e qualquer uma destas alterações gera consequências para a rede quer a nível de distribuição quer a nível de produção, surgindo assim o interesse em que exista um estudo que prove que a rede pode funcionar em sincronismo após eventos desta natureza.

Nos estudos de *estabilidade estática* é analisado o comportamento do sistema, após a ocorrência de pequenas perturbações, associadas fundamentalmente, à variação dos níveis de carga. Nos estudos de *estabilidade dinâmica* (transitória ou de longo termo) analisa-se o comportamento do sistema para os primeiros segundos após a ocorrência da perturbação e para períodos mais longos, respetivamente. (adaptado de [26])

- **Análise de Curto-Circuitos**

Sugere-se a simulação de curto-circuitos, na subestação de Palmarejo, que originam saídas de serviço de alguns elementos, bem como se sugere averiguar se o sistema, isto é, as outras máquinas presentes na rede, se mantêm em sincronismo.

- **Novos Cenários e Análises a Longo-Prazo**

Existe sempre a necessidade de previsão e estudo de novos cenários, de maneira a que exista uma base de dados sólida para avaliar ainda melhor a rede elétrica de Santiago.

De acordo com planos de investimento, e tomemos como exemplo o Plano Energético Renovável de Cabo Verde [12], prevê-se um aumento para o dobro no consumo de energia elétrica até 2020, sendo Santiago a ilha com maior percentagem de consumo em relação às restantes. Para além disso existem vários planos a longo prazo referidos também em [12], que envolvem a descontinuação de máquinas, a desativação de centrais, e principalmente o investimento em mais energia renovável (sendo o objetivo atingir os 50% de energia renovável até o ano 2020, como já referido nesta dissertação), surgindo uma maior valorização dos estudos dos modelos de rede elétrica planeados, usando os mais atuais como referência.

- **Modelização e Planeamento no Arquipélago de Cabo Verde**

Cabo Verde, a nível energético, tem vindo a progredir cada vez mais, havendo sempre a necessidade de planeamento e de estudo de novos modelos para as nove ilhas do arquipélago. Deste modo, a metodologia apresentada nesta dissertação poderá servir de base de referência para a estrutura e orientação de futuros estudos a serem elaborados sobre outras ilhas.

Referências

- [1] T. R. SARMENTO, *Cabo Verde*. ed. Leya, 2012.
- [2] L. D. Alberto Mendes, “Estratégia e Política Energética do Governo de Cabo Verde Caracterização do Sector Energético de Cabo Verde,” 2010, p. 11.
- [3] Instituto Nacional de Estatística Cabo Verde, “População e Condição de Vida.” [Online] Disponível em: <http://www.ine.cv/dadostats/dados.aspx?d=1>, acedido em 2016.
- [4] Mercados & Estratégias, “Cabo Verde: economia nacional em ano eleitoral,” 2016. [Online]. Disponível em: <http://www.mercadoseestrategias.com/news/cabo-verde-economia-nacional-em-ano-eleitoral/>, acedido em 2016.
- [5] The World Bank, “Cabo Verde: Aspectos Gerais.” [Online]. Disponível em: <http://www.worldbank.org/pt/country/caboverde/overview>, acedido em 2016.
- [6] A Semana, “Turismo contribui com 20% para o PIB cabo-verdiano,” 2015.
- [7] Câmara de Comércio Indústria e Turismo Portugal Cabo Verde, “Energia: Caracterização,” 2016. [Online]. Disponível em: http://www.portugalcaboverde.com/item2_detail.php?lang=1&id=225&id_page=164&id_channel=32, acedido em 2016.
- [8] Ministério da Economia Crescimento e Competitividade, “Política Energética de Cabo Verde,” 2008.
- [9] Electra, “Relatório de Contas - Electra,” 2012.
- [10] ANTERO EDUARDO FERNANDES GONÇALVES, “Estudo de Tensão para Cenário de Expansão do Sistema Eléctrico da Ilha de Santiago,” Universidade Federal do Paraná, 2011.

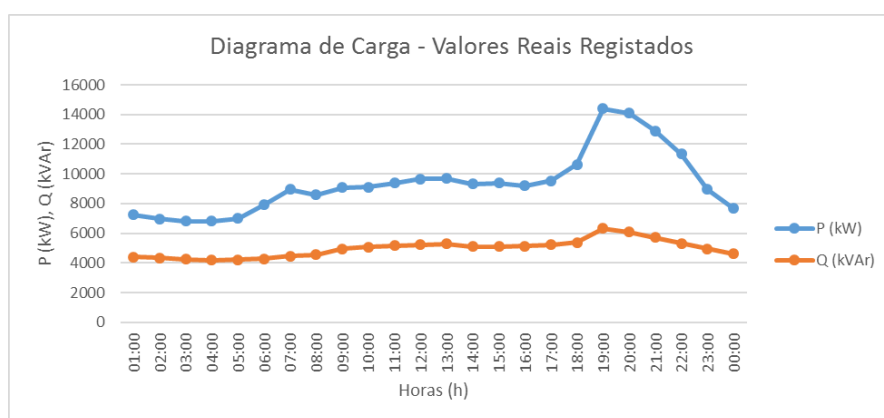
- [11] H. Vasconcelos, “Estudos de Impacto Eléctrico da Integração de Produção Eólica Adicional nas Redes Eléctricas da República de Cabo Verde - Caso de Santiago,” *Terra*, p. 10, 1998.
- [12] Gesto Energy, “Plano Energético Renovável, Cabo Verde - Plano de Investimentos,” Cabo Verde, 2011.
- [13] Electra, “Estratégia Empresarial, Investimentos e Infra-estruturas,” p. 32.
- [14] Electra S.A.R.L., “Electra_Empresa_Descrição.” [Online]. Disponível em: <http://www.electra.cv/index.php/2014-05-20-15-47-04/empresa/descricao>, acedido em 2016.
- [15] J. Nuno and M. Garcia, “Análise e Modelização da Rede Eléctrica da Ilha de São Vicente - Planeamento da Rede no Horizonte de Médio Prazo,” INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA, 2010.
- [16] “Cabo Verde inaugura subestação para melhorar distribuição da energia e reduzir perdas,” *África21 Online*, 2014.
- [17] “Energia : Preço de electricidade pode baixar,” *A Voz*, 2015.
- [18] “20% da energia eléctrica consumida na ilha de Santiago é roubada - PCA da Electra,” *Inforpress*, 2015.
- [19] J. Paiva, *Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica*, 2ª Edição. IST Press, 2007.
- [20] TCV Televisao de Cabo Verde, “Ilha de Santiago já tem uma central única de produção, transporte energia,” 2013. [Online]. Disponível em: http://rtc.cv/tcv/index.php?paginas=13&id_cod=23784, acedido em 2016.
- [21] U. o Wisconsin, “Estimating Generator Capability Curves,” 2015.
- [22] F. M. Barbosa, “O Trânsito de Potências em Sistemas Eléctricos de Energia,” 2013.
- [23] REN, “Rede Eléctrica Nacional. Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte, 2006-2011.,” vol. 1, 2005.
- [24] EDP Distribuição, “Plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição (PDIRD) 2015-2019,” 2015.
- [25] Emissão, “DMA-C64-120/N FEV 2007 MATERIAIS PARA REDES - APARELHAGEM AT E MT,” 2007.
- [26] F. M. Barbosa, “Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia,” 2013.

Anexo

Nesta secção final da dissertação encontram-se algumas informações e dados complementares ao estudo descrito ao longo dos capítulos anteriores.

A1 Diagramas de Carga

De seguida apresentam-se os dados facultados pela Electra relativos às zonas de Sta. Catarina, Tarrafal, Sta. Cruz, São Domingos, Ribeira Grande e Praia. Em primeiro lugar apresentam-se os valores de potência, bem como os devidos fatores e diagrama, da totalidade dos valores reais registados. Somaram-se as potências em cada hora, e calculou-se a média geral de $\tan \varphi$, assim como se calculou o fator de vazio (f_o' , relação entre Pmax e Pmin) através da média dos fatores de vazio de cada zona registada (f_o).

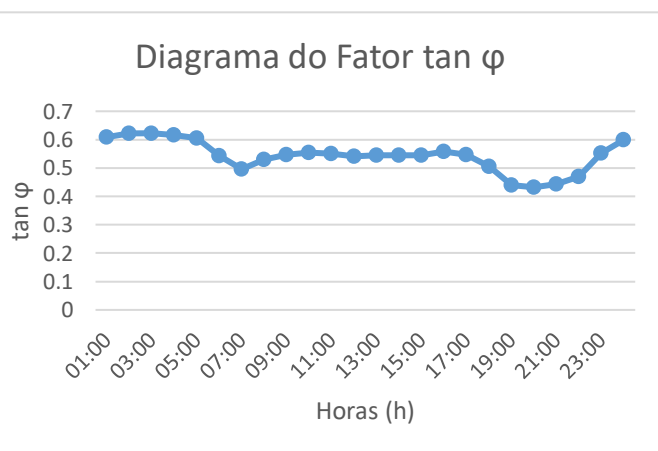


Hora	P (kW)	Q (kVar)	$\tan \varphi$
01:00	7244	4410	0.608778
02:00	6979	4345	0.622552
03:00	6819	4245	0.622573
04:00	6809	4203	0.617224
05:00	6987	4228	0.605075
06:00	7906	4291	0.542827
07:00	8959	4448	0.496535
08:00	8599	4552	0.529355
09:00	9069	4959	0.54682
10:00	9114	5059	0.555122
11:00	9381	5158	0.549871
12:00	9653	5221	0.540821
13:00	9681	5274	0.544729
14:00	9338	5094	0.545552
15:00	9387	5107	0.544017
16:00	9201	5135	0.558155
17:00	9546	5212	0.546033
18:00	10643	5379	0.505429
19:00	14402	6341	0.440295
20:00	14081	6086	0.432192
21:00	12890	5727	0.444304
22:00	11343	5325	0.469417
23:00	8960	4956	0.553174
00:00	7677	4609	0.600324
		Média $\tan \varphi$	0.542549

Sta. Cat (PontaMax) MW	3.684	Sta. Cat (Vazio) MW	1.465
Tarrafal (PontaMax) MW	0.914	Tarrafal (Vazio) MW	0.445
Sta. Cruz (PontaMax) MW	1.101	Sta. Cruz (Vazio) MW	0.559
São Dom. (PontaMax) MW	1.146	São Dom. (Vazio) MW	0.550
Rib. Grande (PontaMax) MW	0.405	Rib. Grande (Vazio) MW	0.206
Praia (PontaMax) MW	7.468	Praia (Vazio) MW	3.374

P MAX MW	14.402
P MIN MW	6.809

0.43 | 43.17 f_o' = Percentagem entre Max e Min Todas Zonas Registadas



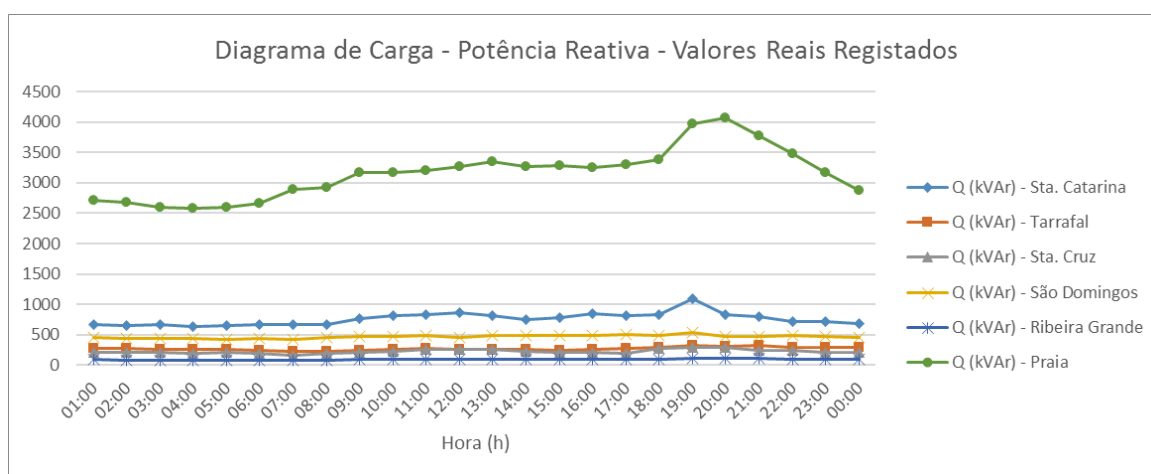
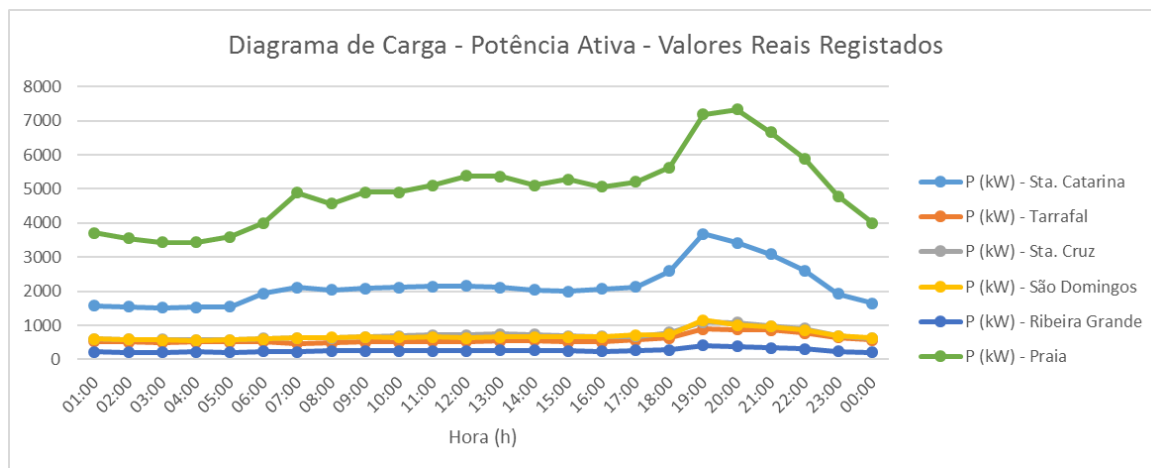
0.5425	$\tan \varphi$ Todas Zonas Registadas
0.8790	$\cos \varphi$ Todas Zonas Registadas

De seguida apresenta-se a tabela com os valores de potências por zona, onde foram somadas as potências para cada hora em cada concelho, fazendo posteriormente o cálculo do fator $\tan \varphi$ para cada concelho.

Após a tabela e os gráficos correspondentes, já presentes no ponto 2.2.3, inicia-se a apresentação dos dados dos locais cuja informação foi facultada, indicando o concelho a que pertencem.

Sta. Catarina			Tarrafal		Sta. Cruz	
Hora	P (kW) - Sta. Catarina	Q (kVAr) - Sta. Catarina	P (kW) - Tarrafal	Q (kVAr) - Tarrafal	P (kW) - Sta. Cruz	Q (kVAr) - Sta. Cruz
01:00	1574	669	532	273	600	211
02:00	1544	658	513	271	579	207
03:00	1515	662	503	262	580	207
04:00	1536	643	508	262	568	201
05:00	1546	648	509	264	570	204
06:00	1936	665	521	251	612	194
07:00	2108	677	473	222	631	155
08:00	2038	673	480	224	633	187
09:00	2088	761	513	247	658	211
10:00	2115	818	512	253	686	234
11:00	2136	834	533	273	711	263
12:00	2151	867	521	261	720	268
13:00	2111	815	537	259	744	264
14:00	2043	752	553	266	725	232
15:00	1989	788	514	238	691	215
16:00	2066	849	514	255	668	211
17:00	2124	816	566	283	678	203
18:00	2584	837	625	299	787	269
19:00	3684	1090	895	327	1094	297
20:00	3423	837	875	313	1074	290
21:00	3083	801	865	320	974	245
22:00	2600	719	774	292	910	243
23:00	1918	717	640	290	681	212
00:00	1640	684	565	286	617	214
tan phi		0.366703204	tan phi		0.472392652	0.320803846

São Domingos			Ribeira Grande		Praia	
Hora	P (kW) - São Domingos	Q (kVAr) - São Domingos	P (kW) - Ribeira Grande	Q (kVAr) - Ribeira Grande	P (kW) - Praia	Q (kVAr) - Praia
01:00	598	449	229	91	3711	2717
02:00	580	444	206	87	3557	2678
03:00	575	435	211	86	3435	2593
04:00	550	434	217	87	3429	2575
05:00	567	429	208	83	3587	2600
06:00	606	434	236	85	3995	2662
07:00	628	425	229	81	4889	2888
08:00	642	449	246	88	4561	2932
09:00	660	479	250	98	4900	3162
10:00	647	478	246	102	4907	3173
11:00	651	490	246	104	5104	3195
12:00	630	453	255	99	5377	3273
13:00	655	490	261	100	5373	3346
14:00	652	483	259	99	5106	3263
15:00	659	484	257	97	5277	3285
16:00	654	481	243	96	5055	3244
17:00	709	507	262	103	5207	3300
18:00	738	490	286	100	5623	3385
19:00	1146	535	405	119	7178	3973
20:00	1009	471	378	113	7322	4061
21:00	971	476	335	108	6663	3777
22:00	861	488	303	99	5896	3483
23:00	689	470	243	95	4788	3173
00:00	634	463	214	91	4007	2872
tan phi		0.691164298	tan phi		0.377528896	0.647879399



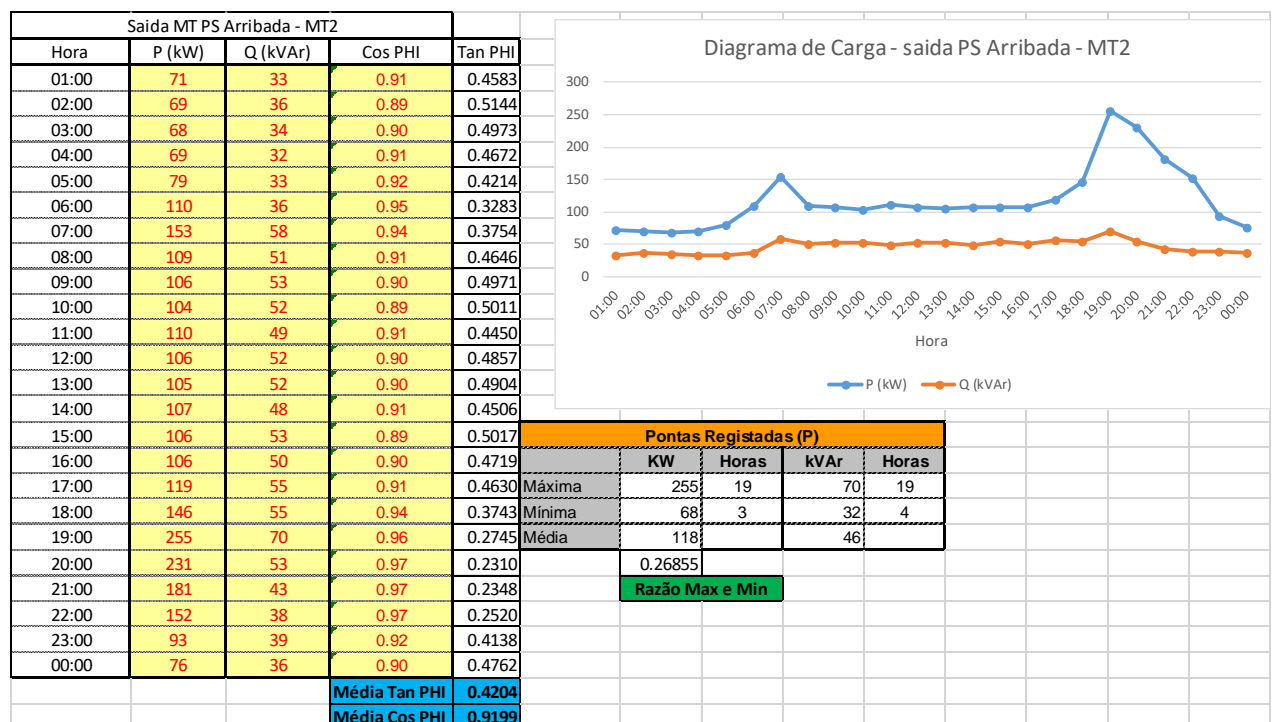
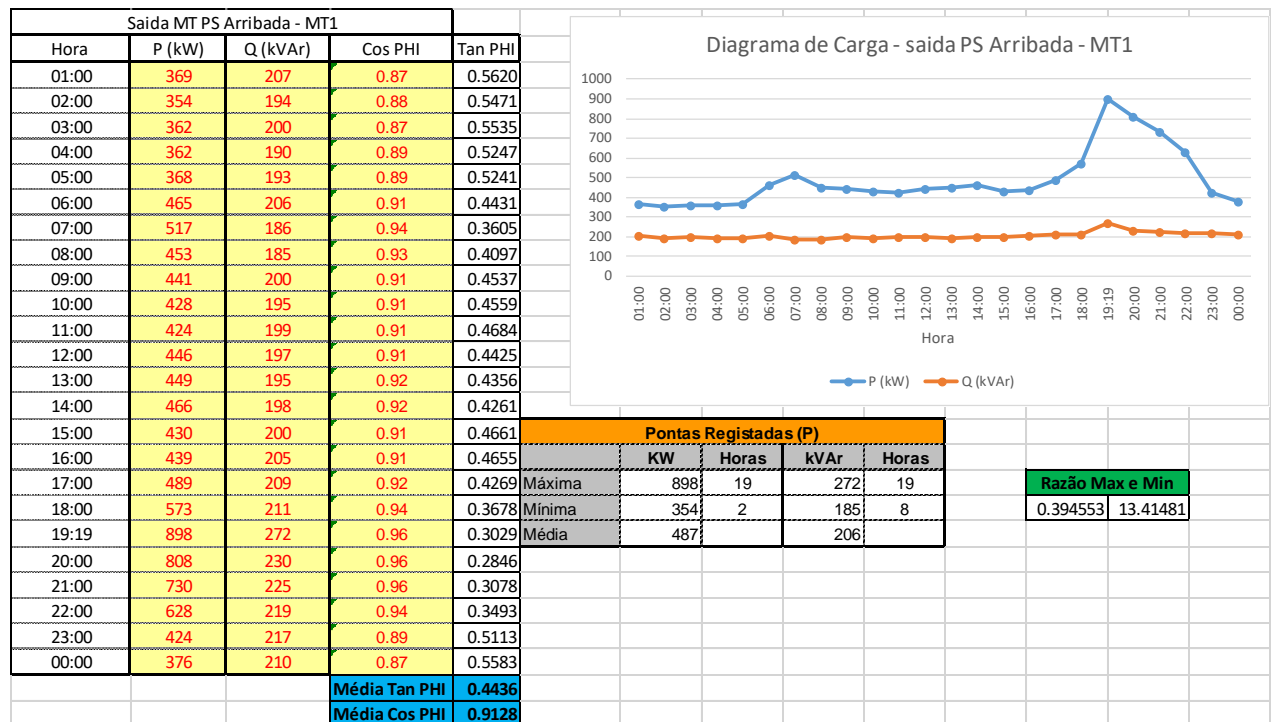
De seguida, as tabelas que permitem elaborar os diagramas de carga dos vários locais estão devidamente identificadas, sendo a primeira linha da tabela o identificador do local das saídas de média tensão.

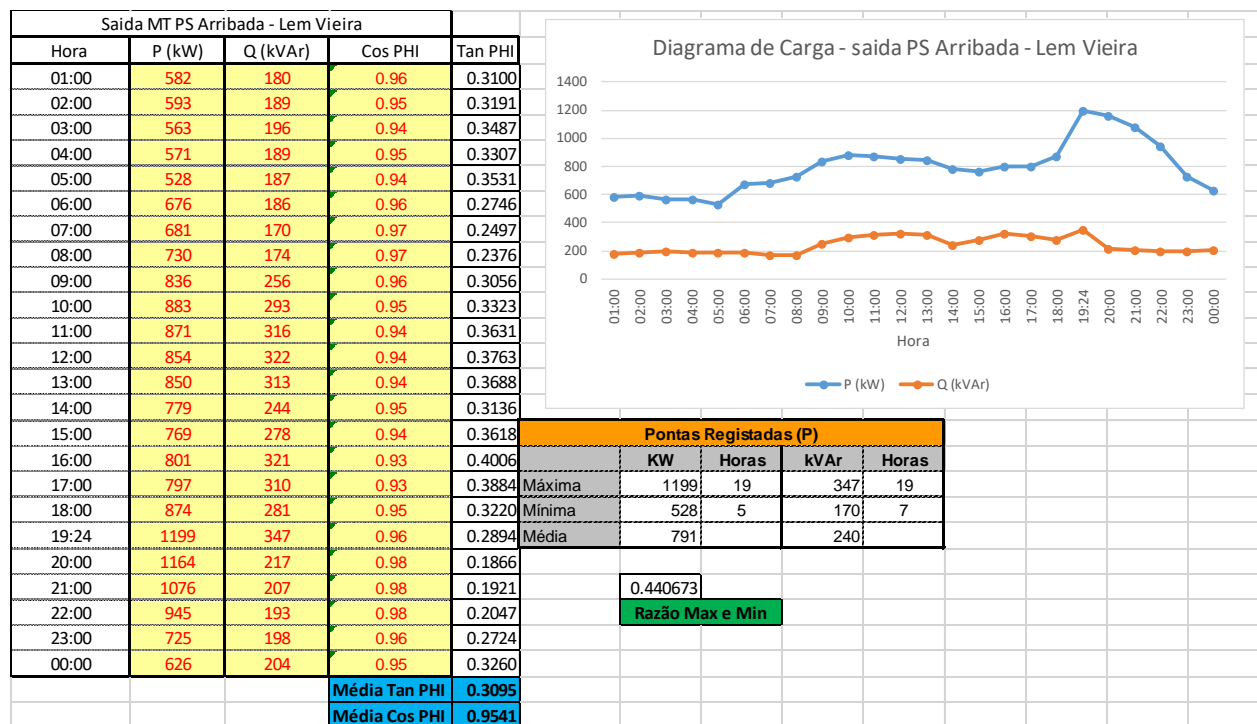
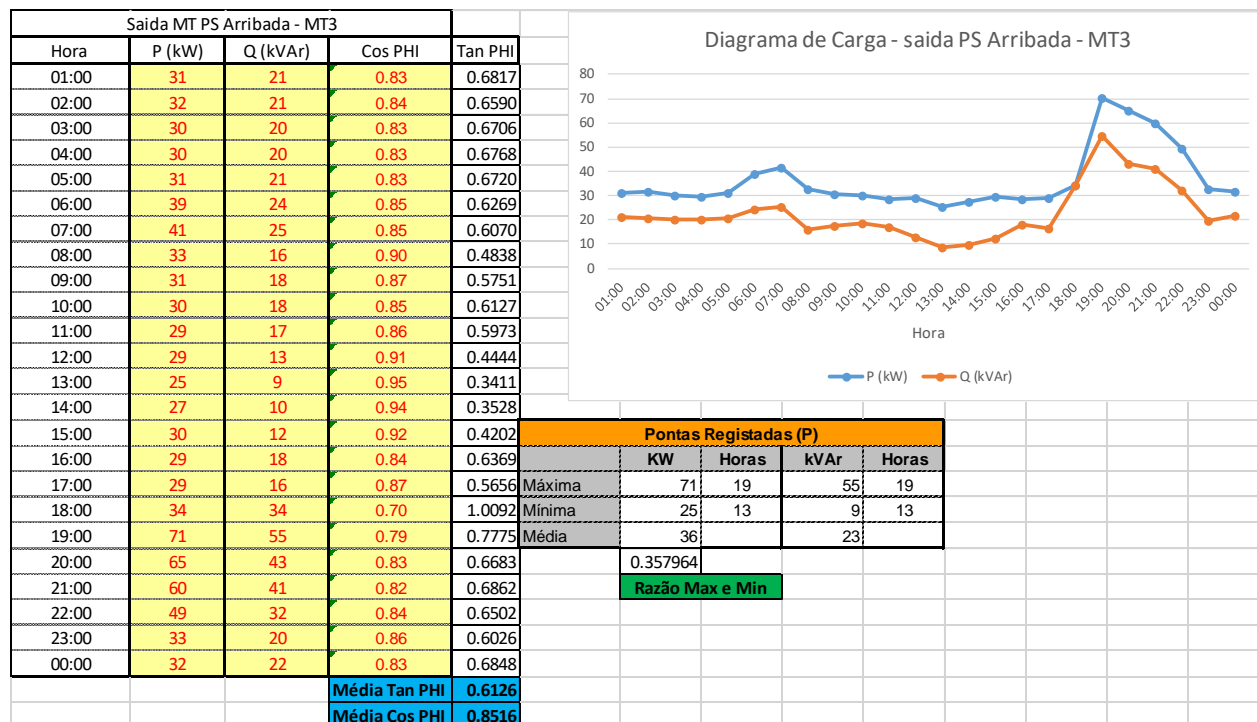
Por exemplo:

- “Saída MT PS Arribada – MT1” onde MT1 identifica a zona.
- “Saída MT Lem Ferreira – Novo Aeroporto” onde Lem Ferreira identifica a zona e Novo Aeroporto identifica a instalação em específico.
- “Saída MT Variante – Praia Baixo” onde Variante se refere à instalação e Praia Baixo à cidade ou vila onde se situa a instalação.

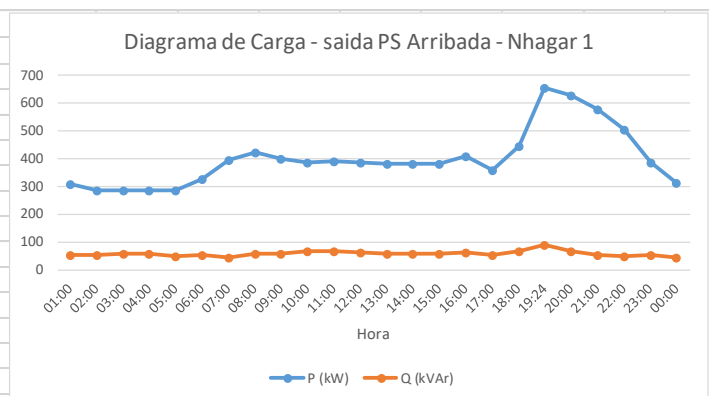
Para facilitar a perceção dos locais e zonas, sugere-se a consulta do anexo A2.

Santa Catarina



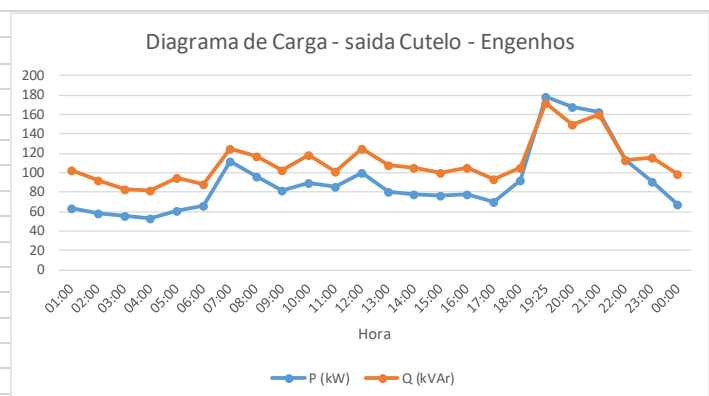


Saída MT PS Arribada - Nhagar 1				
Hora	P (kW)	Q (kVAr)	Cos PHI	Tan PHI
01:00	309	55	0.98	0.1769
02:00	288	52	0.98	0.1799
03:00	286	57	0.98	0.1992
04:00	287	56	0.98	0.1967
05:00	287	50	0.99	0.1745
06:00	325	52	0.99	0.1609
07:00	395	45	0.99	0.1147
08:00	423	56	0.99	0.1330
09:00	401	59	0.99	0.1472
10:00	386	65	0.99	0.1692
11:00	389	65	0.99	0.1677
12:00	385	64	0.99	0.1654
13:00	381	56	0.99	0.1459
14:00	384	58	0.99	0.1507
15:00	383	60	0.99	0.1556
16:00	411	62	0.99	0.1515
17:00	358	51	0.99	0.1421
18:00	445	67	0.99	0.1509
19:24	657	89	0.99	0.1358
20:00	629	66	0.99	0.1048
21:00	579	55	1.00	0.0956
22:00	508	49	1.00	0.0974
23:00	387	52	0.99	0.1350
00:00	313	43	0.99	0.1368
			Média Tan PHI	0.1495
			Média Cos PHI	0.9887

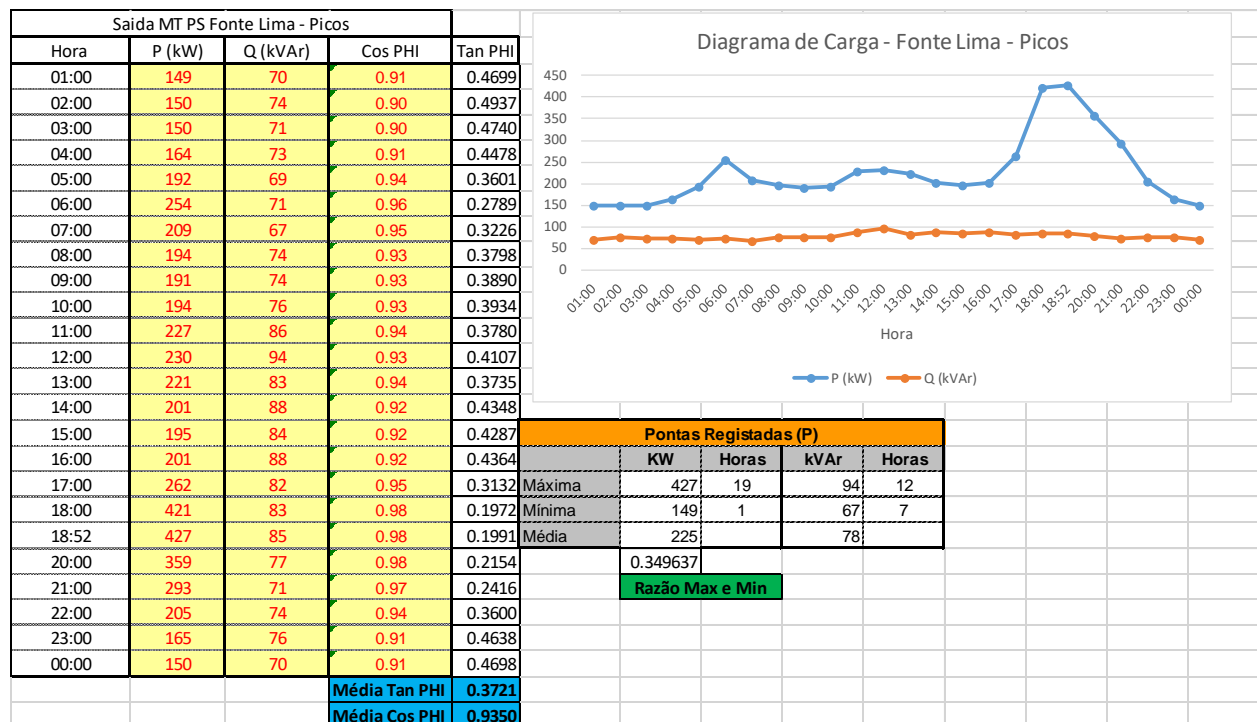


Pontas Registadas (P)				
	KW	Horas	kVAr	Horas
Máxima	657	19	89	19
Mínima	286	3	43	24
Média	400		58	
	0.43498			
Razão Max e Min				

Saída MT PS Cutelo - Engenhos				
Hora	P (kW)	Q (kVAr)	Cos PHI	Tan PHI
01:00	64	103	0.53	1.6117
02:00	59	93	0.53	1.5804
03:00	56	83	0.56	1.4980
04:00	53	82	0.55	1.5289
05:00	61	95	0.54	1.5555
06:00	66	89	0.60	1.3446
07:00	111	125	0.66	1.1232
08:00	96	117	0.63	1.2179
09:00	82	102	0.63	1.2392
10:00	90	118	0.61	1.3083
11:00	86	102	0.64	1.1872
12:00	100	125	0.62	1.2585
13:00	81	108	0.60	1.3349
14:00	78	106	0.59	1.3559
15:00	76	101	0.60	1.3176
16:00	78	105	0.60	1.3399
17:00	70	94	0.60	1.3332
18:00	93	106	0.66	1.1395
19:25	178	172	0.72	0.9663
20:00	168	150	0.75	0.8913
21:00	163	160	0.71	0.9798
22:00	113	113	0.71	0.9983
23:00	91	115	0.62	1.2628
00:00	67	98	0.56	1.4713
			Média Tan PHI	1.2852
			Média Cos PHI	0.6179

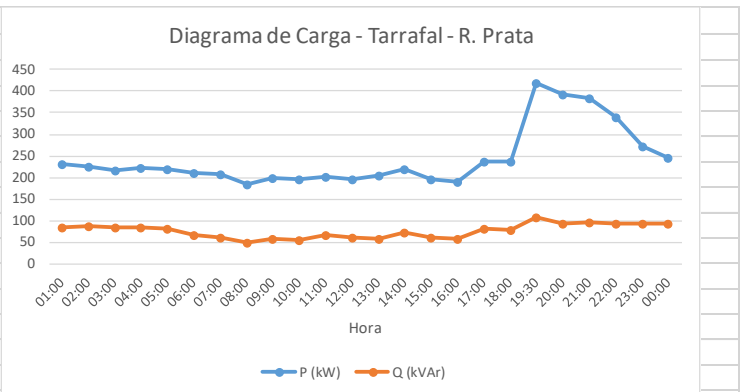


Pontas Registadas (P)				
	KW	Horas	kVAr	Horas
Máxima	178	19	172	19
Mínima	53	4	82	4
Média	91		111	
	0.300159			
Razão Max e Min				



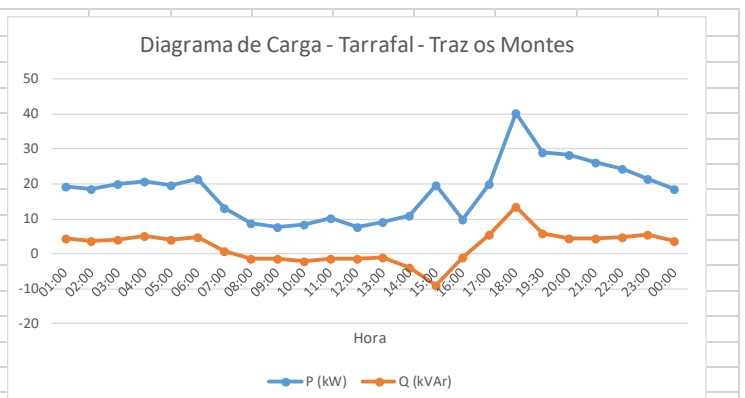
Tarrafal

Saída MT PS Tarrafal - R. Prata				
Hora	P (kW)	Q (kVAr)	Cos PHI	Tan PHI
01:00	230	85	0.94	0.3693
02:00	224	86	0.93	0.3839
03:00	217	83	0.93	0.3820
04:00	221	83	0.94	0.3758
05:00	218	80	0.94	0.3683
06:00	210	66	0.95	0.3155
07:00	207	60	0.96	0.2895
08:00	185	50	0.96	0.2725
09:00	197	57	0.96	0.2914
10:00	195	56	0.96	0.2870
11:00	203	66	0.95	0.3258
12:00	194	61	0.95	0.3130
13:00	203	58	0.96	0.2856
14:00	220	71	0.95	0.3247
15:00	197	60	0.96	0.3047
16:00	191	57	0.96	0.2987
17:00	236	80	0.95	0.3415
18:00	236	77	0.95	0.3277
19:30	419	108	0.97	0.2578
20:00	394	94	0.97	0.2387
21:00	383	96	0.97	0.2515
22:00	340	93	0.96	0.2731
23:00	271	94	0.94	0.3477
00:00	246	94	0.93	0.3807
			Média Tan PHI	0.3169
			Média Cos PHI	0.9527

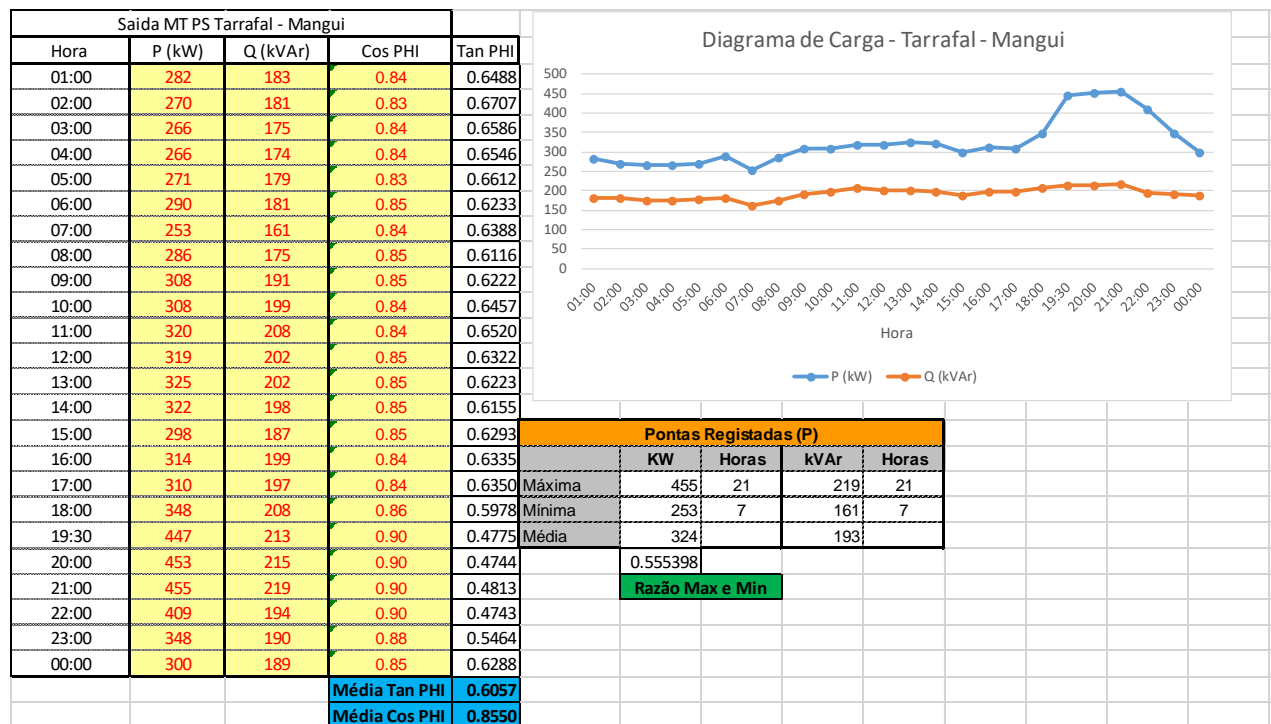


Pontas Registadas (P)				
	KW	Horas	kVAr	Horas
Máxima	419	19	108	19
Mínima	185	8	50	8
Média	243		76	
	0.440398			
Razão Max e Min				

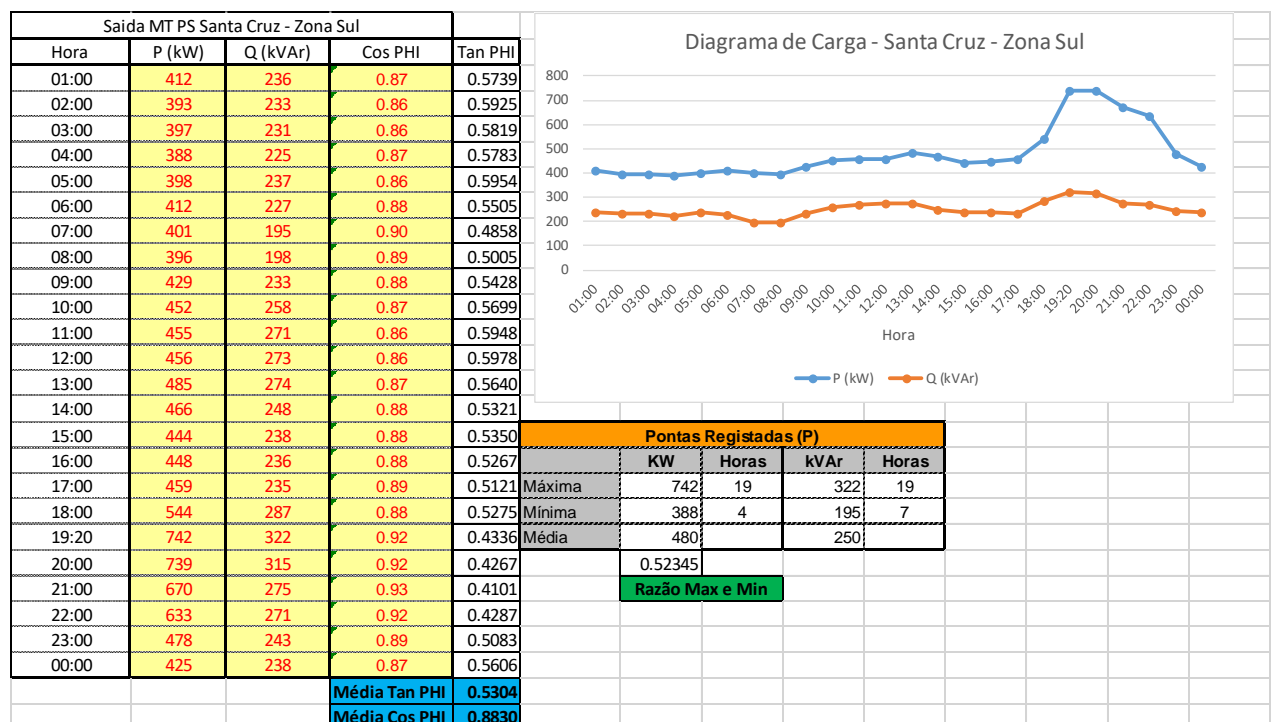
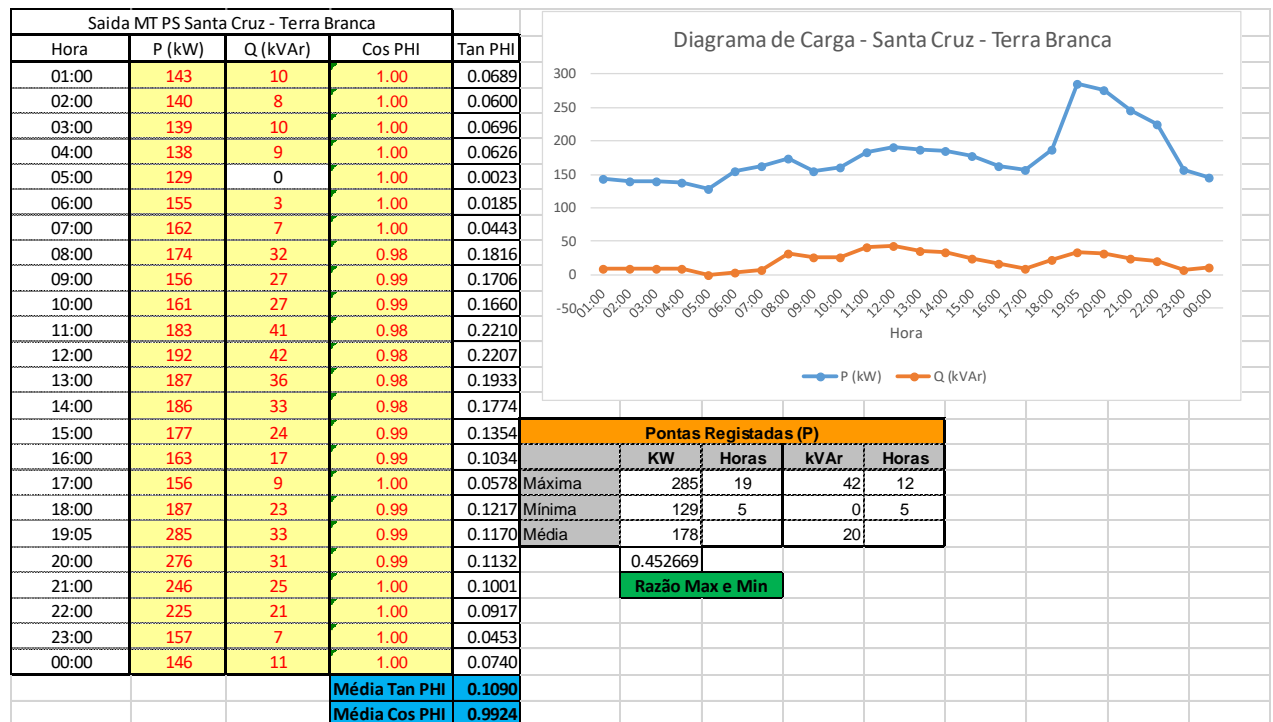
Saída MT PS Tarrafal - Trazos Montes				
Hora	P (kW)	Q (kVAr)	Cos PHI	Tan PHI
01:00	19	5	0.97	0.2343
02:00	19	4	0.98	0.1900
03:00	20	4	0.98	0.2080
04:00	21	5	0.97	0.2478
05:00	20	4	0.98	0.2107
06:00	21	5	0.98	0.2227
07:00	13	1	1.00	0.0631
08:00	9	-1	0.99	0.1593
09:00	8	-2	0.98	0.1995
10:00	8	-2	0.97	0.2440
11:00	10	-1	0.99	0.1279
12:00	8	-1	0.98	0.1836
13:00	9	-1	0.99	0.1153
14:00	11	-4	0.94	0.3659
15:00	20	-9	0.91	0.4550
16:00	10	-1	0.99	0.1229
17:00	20	6	0.96	0.2775
18:00	40	14	0.95	0.3380
19:30	29	6	0.98	0.2058
20:00	28	4	0.99	0.1504
21:00	26	4	0.99	0.1678
22:00	24	5	0.98	0.1945
23:00	21	5	0.97	0.2524
00:00	18	4	0.98	0.1936
			Média Tan PHI	0.2138
			Média Cos PHI	0.9753

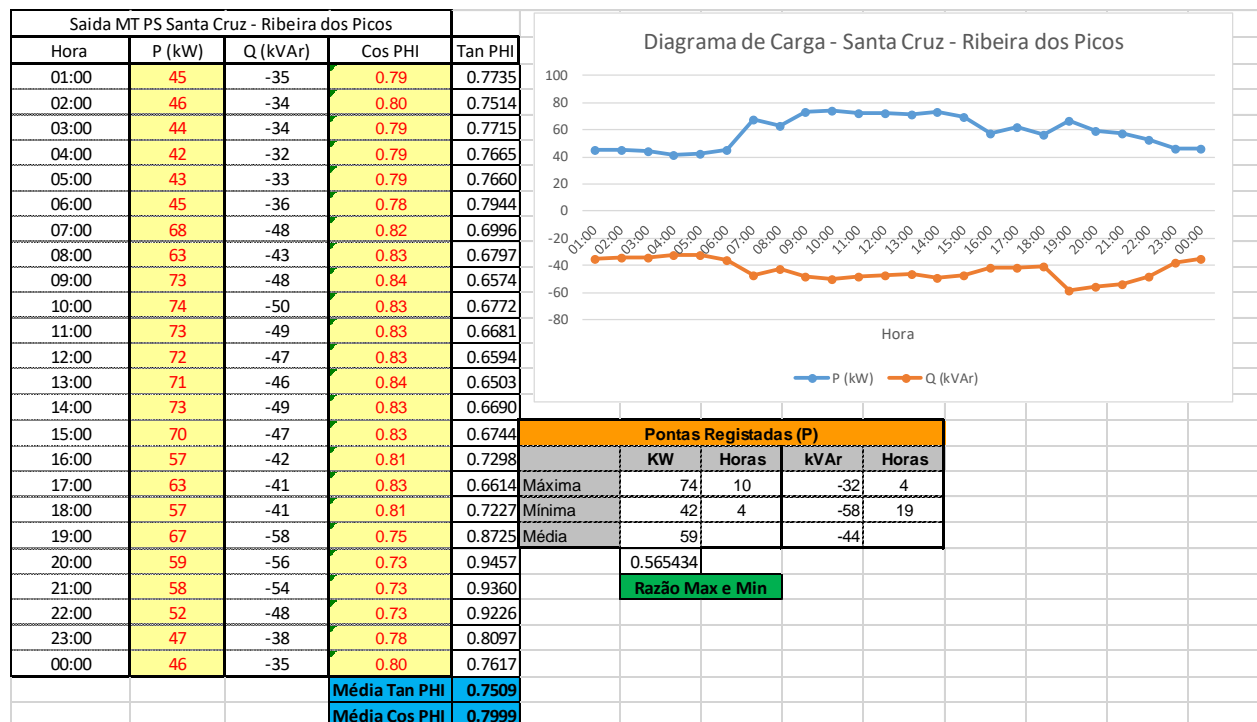


Pontas Registadas (P)				
	KW	Horas	kVAr	Horas
Máxima	40	18	14	18
Mínima	8	12	-9	15
Média	18		2	
	0.189525			
Razão Max e Min				

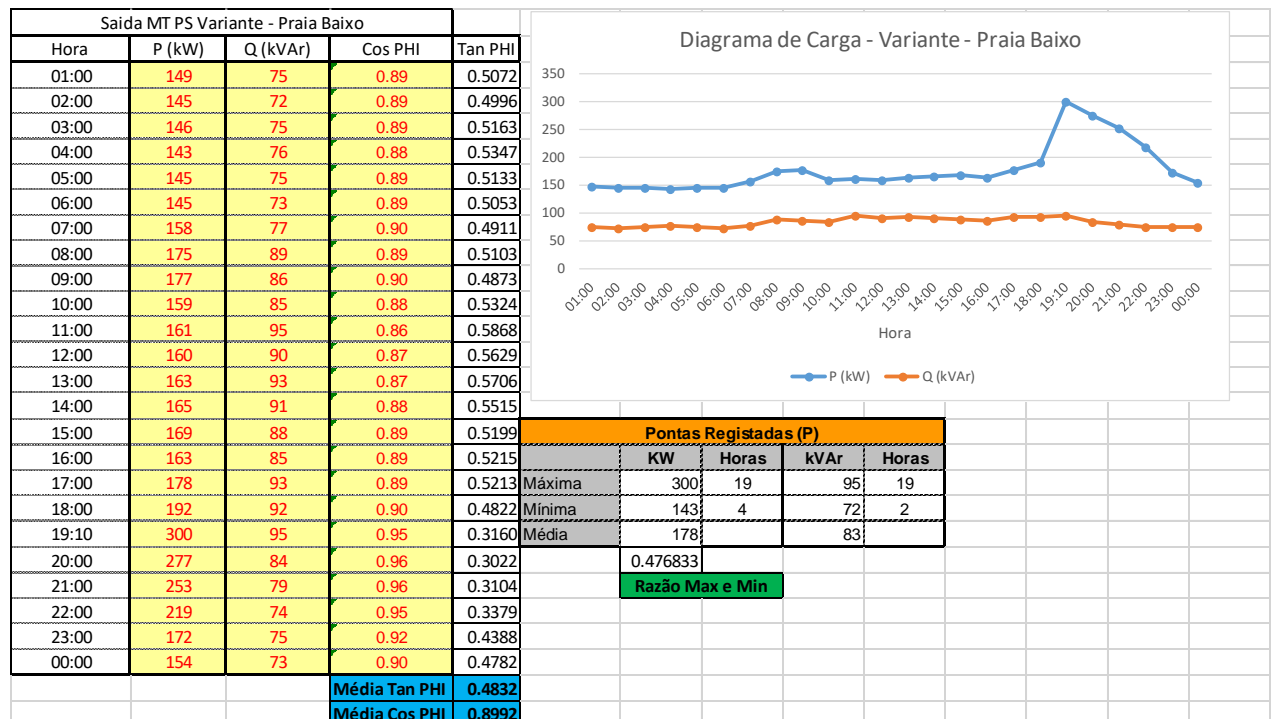
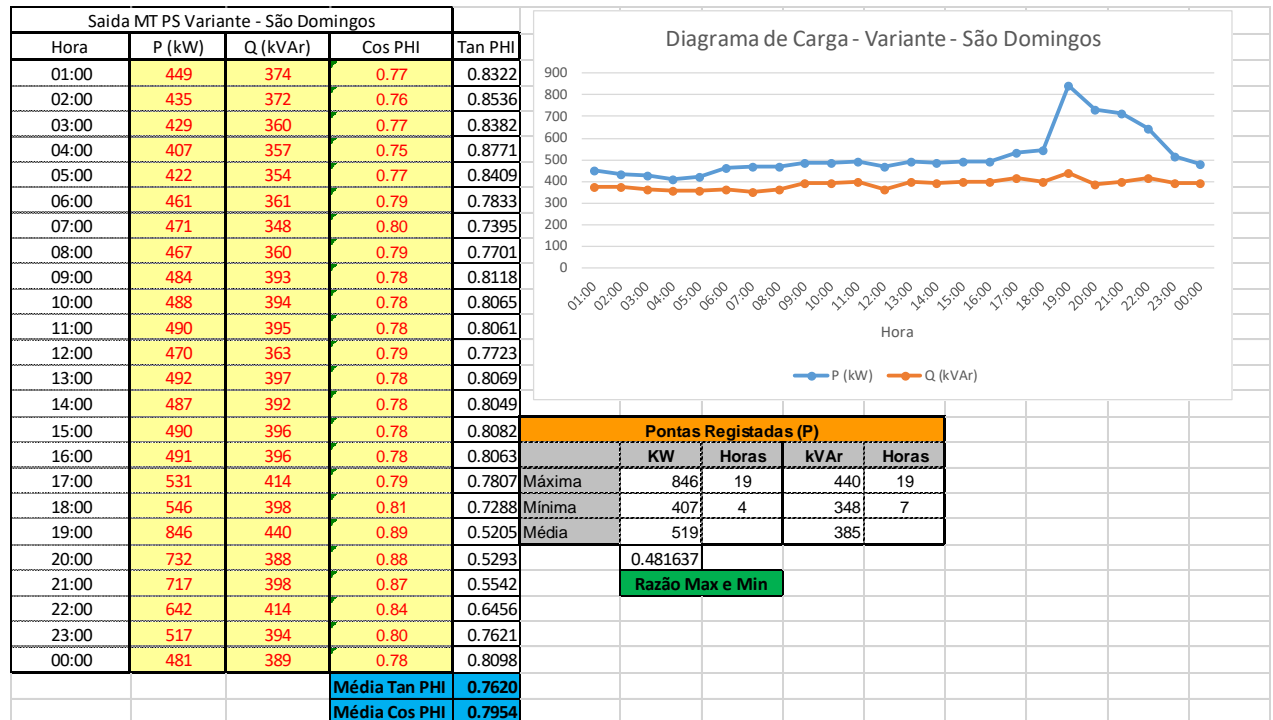


Santa Cruz

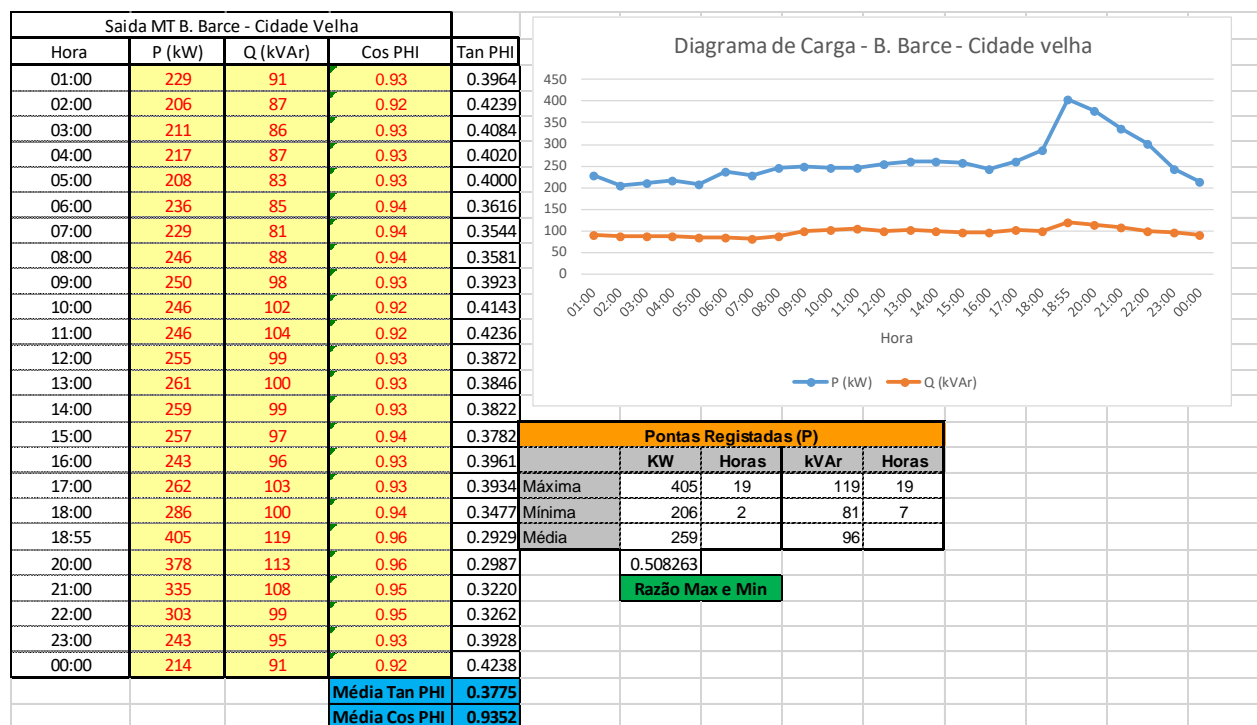




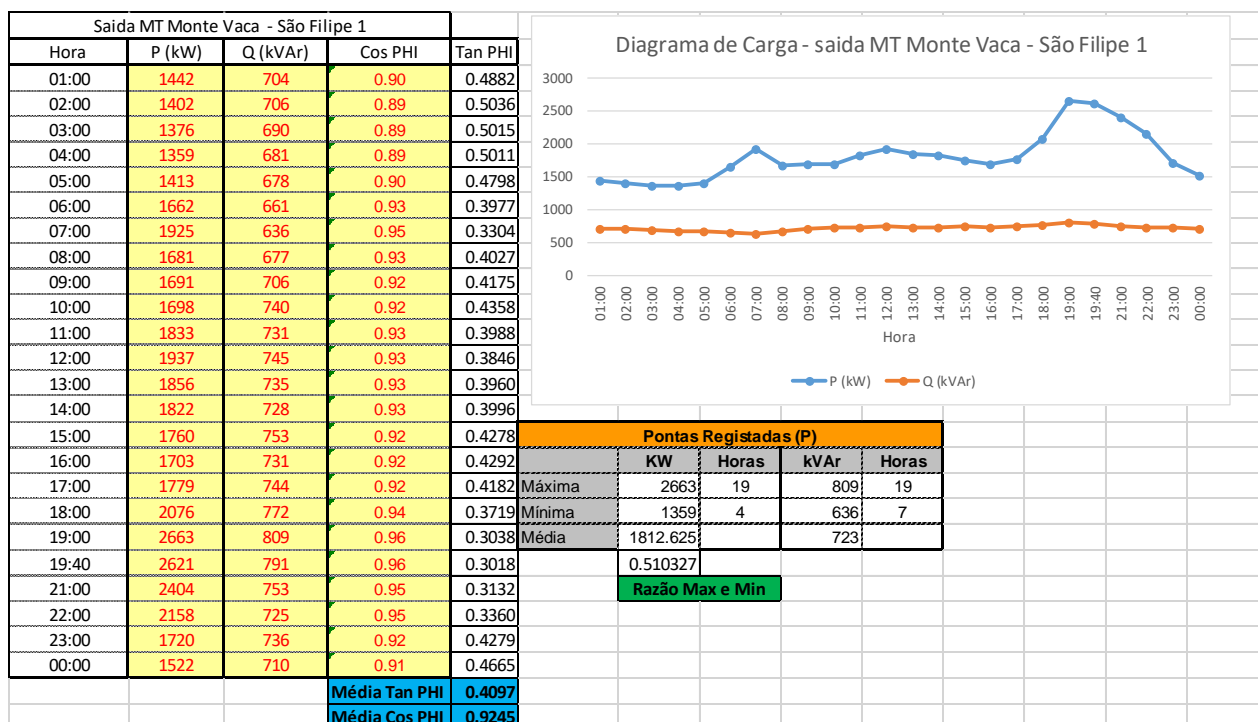
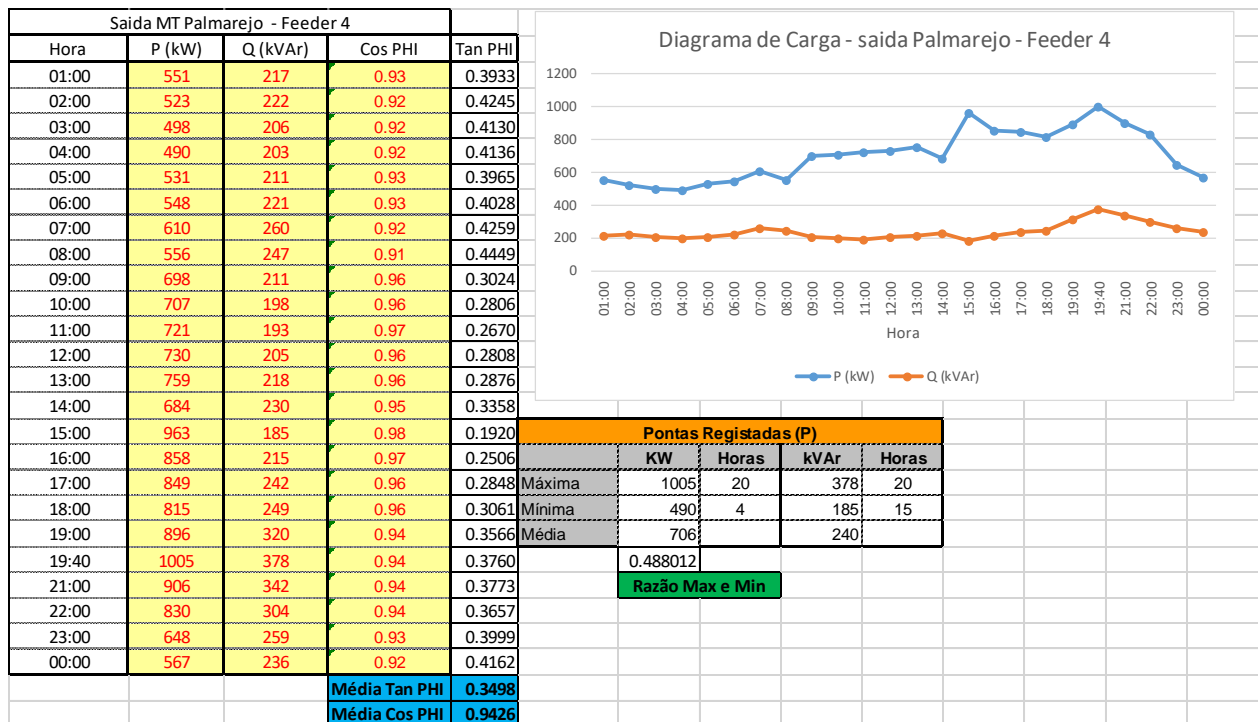
São Domingos



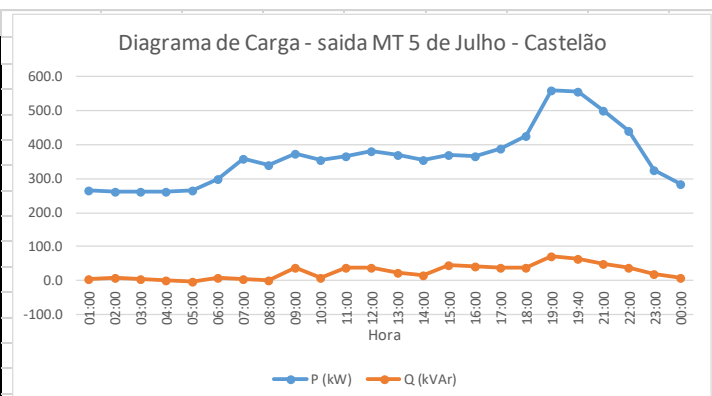
Ribeira Grande



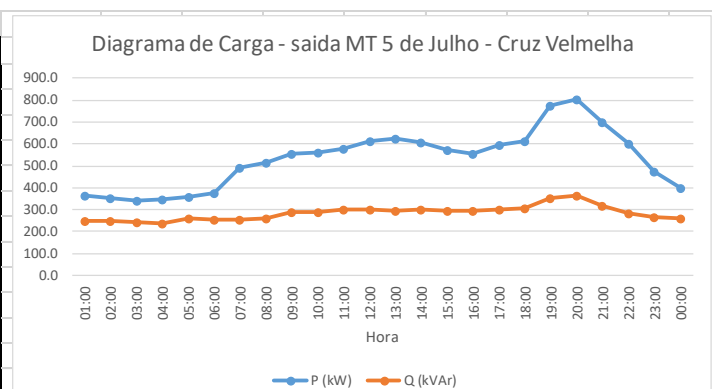
Praia

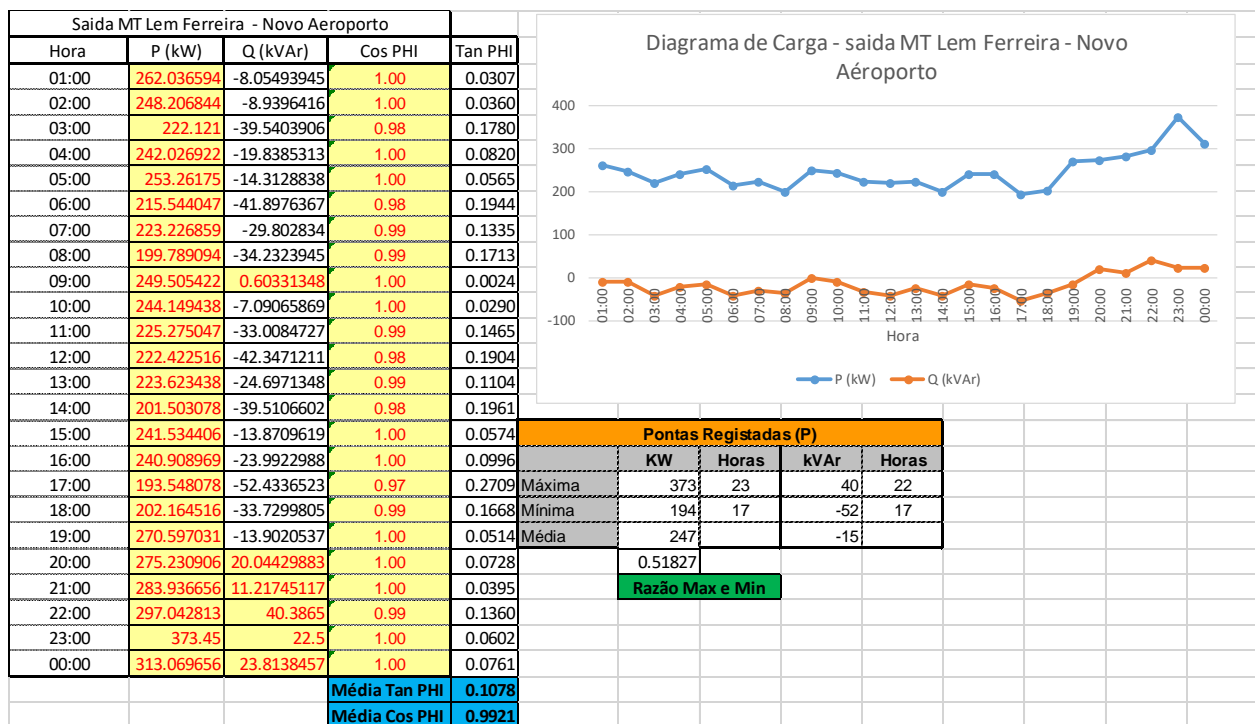
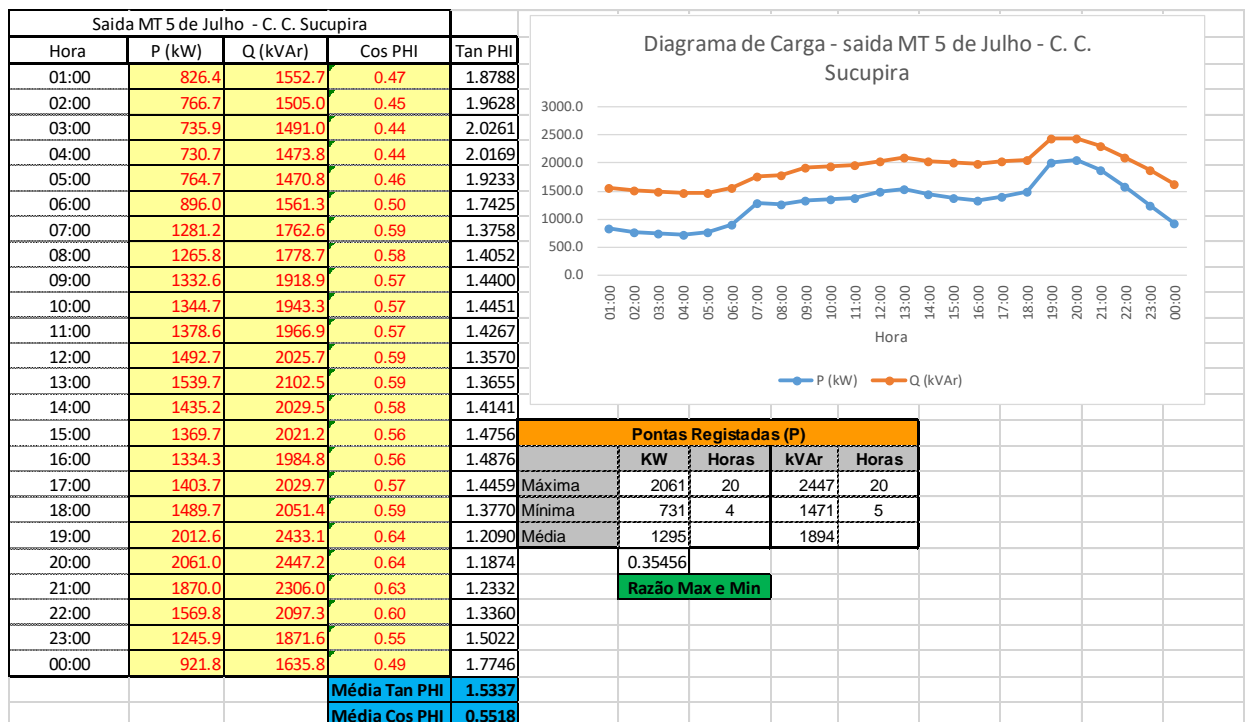


Saída MT 5 de Julho - Castelão				
Hora	P (kW)	Q (kVAr)	Cos PHI	Tan PHI
01:00	264.2	5.2	1.00	0.0196
02:00	263.1	6.2	1.00	0.0234
03:00	262.7	4.6	1.00	0.0177
04:00	260.0	1.1	1.00	0.0041
05:00	264.2	-2.7	1.00	0.0104
06:00	298.2	7.2	1.00	0.0243
07:00	360.1	2.3	1.00	0.0064
08:00	340.9	-0.1	1.00	0.0004
09:00	374.0	36.9	1.00	0.0986
10:00	355.5	8.4	1.00	0.0238
11:00	368.1	39.2	0.99	0.1065
12:00	382.5	38.5	0.99	0.1006
13:00	370.1	22.1	1.00	0.0598
14:00	356.8	15.0	1.00	0.0420
15:00	371.7	44.4	0.99	0.1195
16:00	364.5	43.0	0.99	0.1180
17:00	389.2	35.9	1.00	0.0922
18:00	424.5	36.9	1.00	0.0870
19:00	562.1	70.8	0.99	0.1259
19:40	555.7	63.0	0.99	0.1134
21:00	499.3	49.5	1.00	0.0992
22:00	442.0	36.5	1.00	0.0825
23:00	325.3	19.2	1.00	0.0590
00:00	284.1	8.6	1.00	0.0303
			Média Tan PHI	0.0610
			Média Cos PHI	0.9972



Saída MT 5 de Julho - Cruz Vermelha				
Hora	P (kW)	Q (kVAr)	Cos PHI	Tan PHI
01:00	364.5	246.7	0.83	0.6770
02:00	354.0	247.6	0.82	0.6994
03:00	340.0	241.1	0.82	0.7091
04:00	347.0	236.3	0.83	0.6810
05:00	360.9	257.6	0.81	0.7138
06:00	375.3	253.3	0.83	0.6749
07:00	489.4	257.0	0.89	0.5252
08:00	517.1	262.9	0.89	0.5083
09:00	554.8	288.6	0.89	0.5201
10:00	558.3	290.5	0.89	0.5202
11:00	577.5	298.0	0.89	0.5161
12:00	612.3	301.5	0.90	0.4924
13:00	624.7	292.7	0.91	0.4685
14:00	605.9	300.0	0.90	0.4951
15:00	571.6	295.4	0.89	0.5168
16:00	553.8	293.7	0.88	0.5304
17:00	593.1	301.0	0.89	0.5075
18:00	615.2	308.9	0.89	0.5021
19:00	773.8	354.6	0.91	0.4583
20:00	804.0	362.0	0.91	0.4502
21:00	699.9	315.3	0.91	0.4504
22:00	598.9	280.3	0.91	0.4681
23:00	475.3	264.5	0.87	0.5565
00:00	398.7	257.5	0.84	0.6459
			Média Tan PHI	0.5536
			Média Cos PHI	0.8742





A2 Áreas e Zonas Geográficas

Nesta secção do anexo, encontra-se a tabela com as zonas e áreas pelas quais a informação sobre as cargas na ilha de Santiago foi registada.

A tabela indica o número da zona, nome da zona, e área da ilha a que a zona pertence.

Esta identificação foi também a utilizada no programa de simulação, PSS/E.

Zone Number	Zone Name	Area Name
1	Palmarejo TRC	SUL
2	Palmarejo Dessal.	SUL
3	Palmarejo	SUL
4	Palmarejo/Cidadela	SUL
5	Palmarejo/IFH	SUL
6	Palmarejo/Terra Branca 1	SUL
7	Palmarejo/Feeder 4	SUL
8	Palmarejo/Praia Rural	SUL
9	TERRA BR/GV1	SUL
10	5 Julho/Fazenda 1	SUL
11	5 Julho/Fazenda 2	SUL
12	São Filipe	SUL
13	São Filipe/Filipe1	SUL
14	São Filipe/São Domingos	SUL
15	São Filipe/Wind Farm	SUL
16	Gamboa	SUL
17	Gamboa/Varzea 1	SUL
18	Gamboa/Caixa	SUL
19	Gamboa/Plateau 1	SUL
20	Gamboa/Plateau 2	SUL
21	Gamboa/Praia	SUL
22	Gamboa/Várzea 2	SUL
23	Gamboa/LemFerreira1	SUL
24	Gamboa/LemFerreira2	SUL
25	Sta. Catarina	NORTE
26	STA. CAT/LEM	NORTE
27	STA. CAT/NHA	NORTE
28	STA. CAT/MT1	NORTE
29	STA. CAT/MT2	NORTE
30	STA. CAT/MT3	NORTE
31	Calheta	NORTE
32	Calheta/Tarrafal 2	NORTE
33	Calheta/Calheta	NORTE
34	Tarrafal	NORTE
35	Tarrafal/Zona Rural 2	NORTE
36	Tarrafal/Vila	NORTE
37	Tarrafal/Zona Rural 1	NORTE
38	Santa Cruz	NORTE
39	Sta. Cruz/Zona Sul	NORTE
40	Sta. Cruz/Ribeira dos Picos	NORTE
41	Sta. Cruz/Terra Branca	NORTE

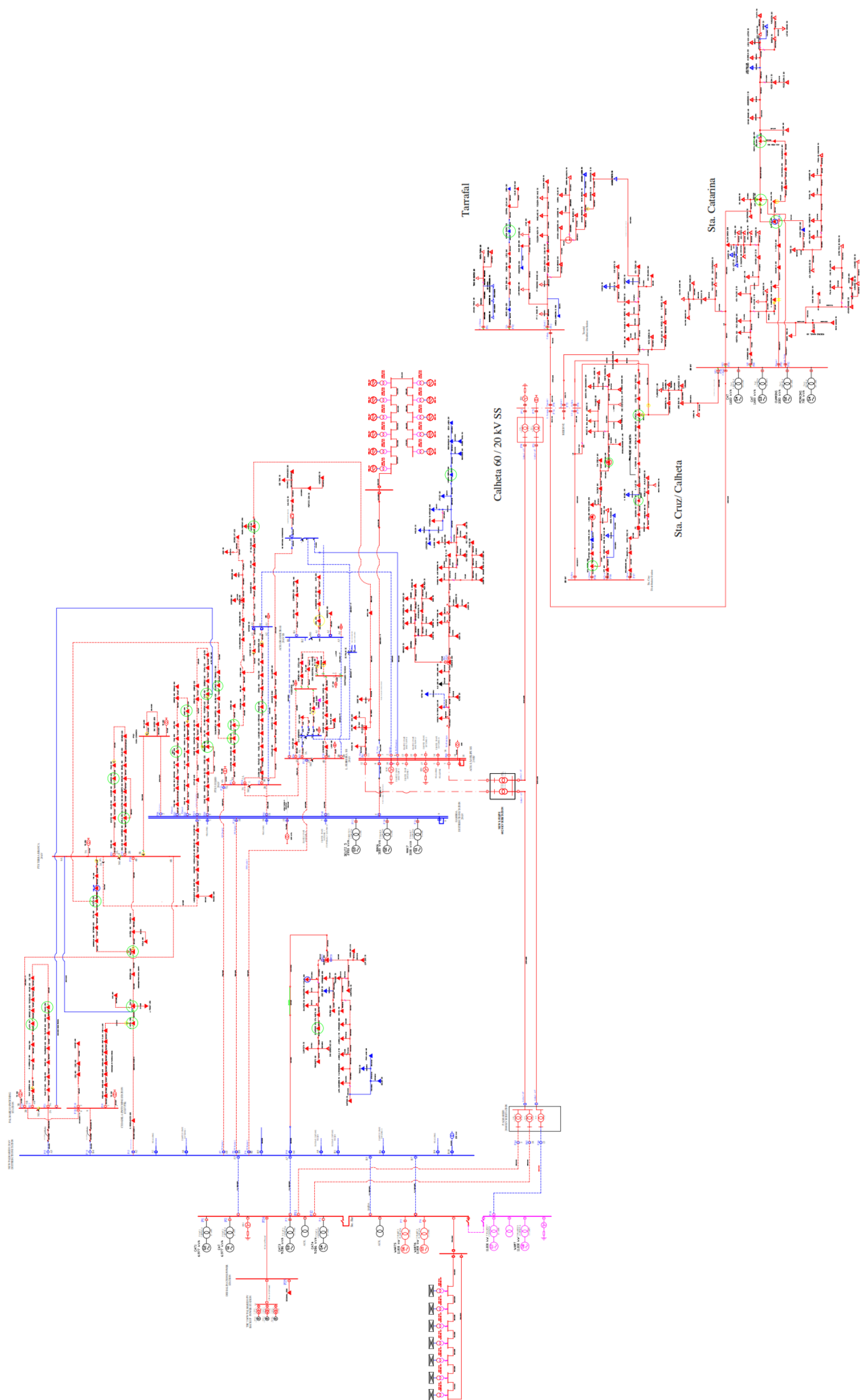
A3 Caraterísticas dos Grupos Geradores


Nesta secção do anexo apresenta a tabela com dados característicos dos grupos geradores instalados na rede elétrica da ilha de Santiago.

Check List Synchronous Generators									
Type of Generator	Name	Location	Fuel consumption [g/kW]	Steady State Data			Dynamic Data		
				Sn MVA	Vn kV	cosφin	etan	nsyn rpm	
I	G-MAK-U1 / CAT 1	Palmarejo	220	6,977	11	0,8	97	750	
	G-MAK-U1 / CAT2		220	6,977	11	0,8	97	750	
II	MAN 1	Palmarejo Central TRC	240	2,04375	6,6	0,8	96	1000	
	MAN 2		240	2,04375	6,6	0,8	96	1000	
	MAN 3		240	2,04375	6,6	0,8	96	1000	
III.	G-MAX-U3 / CAT3	Palmarejo	220	9,286	11	0,8	97	750	
	G-MAX-U4 / CAT4		220	9,286	11	0,8	97	750	
IV.	WART5	Palmarejo	186	13,75	11	0,8	97,5	500	
	WART6		186	13,75	11	0,8	97,5	500	
	WART7		186	13,75	11	0,8	97,5	500	
	WART8		186	13,75	11	0,8	97,5	500	
V	G-DEUTZ5 / DEUTZ5	Gamboa	235	3,0	0,4	0,8	96	1000	
VI	G-MAK6 / MAK6		210	3,0	6	0,8	96	600	
	G-MAK7/ MAK7		210	3,0	6	0,8	96	600	
VII	CAT 1	Santa Catarina	220	1,6	0,4	0,8	97	1500	
	CAT 2		220	1,6	0,4	0,8	97	1500	
VIII	CUMMINS		240	1	0,4	0,8	96	1500	
IX	PERKINS		240	0,7	0,4	0,8	96	1500	

Santiago

A4 Esquema Unifilar da Rede da Ilha de Santiago

[illegible]

<p>Empresa de Desenvolvimento e Engenharia S.A. S.A.S.</p>  <p>Empreses de Desenvolvimento e Engenharia S.A. S.A.S.</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Desenho</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Projecto</p>
<p>Empresa de Desenvolvimento e Engenharia S.A. S.A.S.</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Desenho</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Projecto</p>	<p>Designação do Projecto</p>